

ECONtribute
Policy Brief No. 029

Was wäre, wenn...? Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines Importstopps russischer Energie auf Deutschland

Rüdiger Bachmann
Moritz Kuhn
Andreas Peichl

David Baqaee
Andreas Löschel
Karen Pittel

Christian Bayer
Benjamin Moll
Moritz Schularick

March 2022

www.econtribute.de







Funding by the Deutsche Forschungsgemeinschaft (DFG, German Research Foundation) under Germany´s Excellence Strategy – EXC 2126/1– 390838866 is gratefully acknowledged.

Was wäre, wenn…? Die wirtschaftlichen Auswirkungen eines Importstopps russischer Energie auf Deutschland

Rüdiger Bachmann, David Baqaee, Christian Bayer, Moritz Kuhn, Andreas Löschel
Benjamin Moll, Andreas Peichl, Karen Pittel, Moritz Schularick*

7. März 2022

In diesem Artikel werden die wirtschaftlichen Auswirkungen eines möglichen Stopps russischer Energieimporte auf die deutsche Wirtschaft diskutiert. Wir zeigen, dass die Auswirkungen wahrscheinlich substanziell, aber handhabbar sein werden. Kurzfristig würde ein Stopp der russischen Energieimporte zu einem BIP-Rückgang zwischen 0,5 % und 3 % führen (Zum Vergleich: Der BIP-Rückgang im Jahr 2020 auf Grund der Pandemie betrug 4,5 %).

(i) Im Falle eines Importstopps können Öl und Kohle aus Russland durch Einfuhren aus anderen Ländern ersetzt werden, aber die Situation auf dem Gasmarkt ist komplizierter. Mehr Gasimporte aus anderen Ländern, der Einsatz von Kohle und Kernenergie in der Stromerzeugung statt Gas sowie das Wiederauffüllen der Gasspeicher über den Sommer können das Defizit in den nächsten 12 Monaten nur um etwa 30 % des Gasverbrauchs oder 8 % des deutschen Energieverbrauchs reduzieren.

(ii) Wie würde die deutsche Wirtschaft mit einem solchen Ausfall von Gaslieferungen umgehen? Die wirtschaftlichen Auswirkungen hängen entscheidend davon ab, wie Energieinputs zwischen den Sektoren ersetzt und verteilt werden. Um diese Auswirkungen zu quantifizieren, verwenden wir ein modernes multisektorales Modell der offenen Volkswirtschaft nach Baqaae und Farhi (2021), das die Substitutionselastizitäten und Umverteilung zwischen verschiedenen Zwischenprodukten berücksichtigt. In einem zweiten Schritt wenden wir uns einem vereinfachten Modell zu, das uns hilft, plausible Grenzen für die wirtschaftlichen Auswirkungen unter Verwendung beobachteter Elastizitäten für Energieinputs abzuleiten. Nach dem Baqaae-Farhi-Modell bleiben die Produktionskosten eines russischen Importstopps deutlich unter 1 % des Bruttoinlandsprodukts (BIP) bzw. zwischen 80 und 120 Euro pro Jahr und deutschem Bürger. In einem pessimistischeren Szenario, in dem sich russisches Gas kurzfristig außerhalb des Elektrizitätssektors nur schwer ersetzen lässt, würden die wirtschaftlichen Kosten auf etwa 2-2,5 % des BIPs oder etwa 1000 Euro pro Person über ein Jahr ansteigen. Dies kommt möglicherweise zu einem starken Anstieg der Energiepreise für Haushalte und Industrie hinzu, selbst wenn es keine Lieferengpässe bei Gas gibt. Natürlich sind die Auswirkungen in energieintensiven Sektoren nachteiliger.

(iii) Die Daten aus der Income and Consumption Survey (EVS) zeigen, dass der Anteil der Energieausgaben je nach Einkommen variiert. Die Verteilungsfolgen eines Anstiegs der Energiepreise scheinen jedoch überschaubar zu sein. Eine gezielte Politik, die einkommensschwache Haushalte unterstützt, ohne die Anreize für Haushalte zum Energiesparen zu verringern, wäre ein kosteneffizienter Weg, um eine gerechte Verteilung der Lasten auf die Haushalte zu gewährleisten. Es ist wichtig, starke Anreize zur Reduzierung des Gasverbrauchs beizubehalten.

(iv) Wirtschaftspolitik sollte darauf abzielen, Anreize zur Substitution und Einsparung fossiler Energien strategisch so schnell wie möglich zu erhöhen. Falls ein aktives Embargo politisch gewollt ist, sollte es so früh wie möglich beginnen, damit die Wirtschaftsakteure den Sommer zur Anpassung nutzen können. Um die Abhängigkeit von Energieimporten zu verringern, sollte die Regierung sich dazu verpflichten, die Preise für fossile Energieträger - insbesondere für Erdgas - für einen längeren Zeitraum anzuheben, um Anreize für Haushalte und Industrie zu schaffen, sich schnell anzupassen.

* Rüdiger Bachmann: University of Notre Dame, David Baqaee: University of California, Los Angeles; Christian Bayer: Universität Bonn; Moritz Kuhn: Universität Bonn und ECONtribute; Andreas Löschel: Ruhr University Bochum; Benjamin Moll: London School of Economics; Andreas Peichl: ifo Institut für Wirtschaftsforschung, Universität München; Karen Pittel: ifo Institut für Wirtschaftsforschung, Universität München; Moritz Schularick: Sciences Po Paris, Universität Bonn und ECONtribute. Wir danken Sven Eis für die hervorragende Unterstützung bei der Recherche.

Wie würde die deutsche Wirtschaft einen plötzlichen Stopp der Energieimporte aus Russland verkraften, entweder ausgelöst durch eine weitere Verschärfung der Sanktionen oder nach einem Stopp der Energielieferungen durch Russland? In diesem Papier kombinieren wir die neuesten theoretischen Fortschritte in der multisektoralen Makroökonomie mit einem detaillierten Blick auf den deutschen Energieverbrauch und empirischen Schätzungen für die Substitutionselastizitäten, um die kurzfristigen Kosten zu schätzen.

Abschnitt 1 befasst sich mit der Energieabhängigkeit Deutschlands von Russland und zeigt, dass das Land im Falle eines Importstopps mit einem Defizit von etwa 30 % des Gasverbrauchs konfrontiert sein, abzüglich dessen, was in der Stromerzeugung ersetzt werden kann, bzw. 8 % des gesamten Energieverbrauchs konfrontiert wäre. In Abschnitt 2 wird die Frage gestellt, wie sich die Wirtschaft an einen solchen Schock anpassen würde, und zu welchen Kosten. Wir zeigen, dass die Verluste, die der deutschen Wirtschaft durch den Verzicht auf Energieimporte aus Russland entstehen, stark vom Grad der Substituierbarkeit von Gas durch andere Energieträger abhängen. Wir verwenden beobachtete Substitutionselastizitäten in der Industrie, um die wirtschaftlichen Kosten zu schätzen. Im Gegensatz zu den in der öffentlichen Debatte häufig geäußerten Befürchtungen würden Substitution und Reallokation wahrscheinlich zu wirtschaftlichen Kosten von unter 3 % des BIPs führen. Dabei ist vorausgesetzt, dass die Finanz- und Geldpolitik potenzielle keynesianische Effekte auf der Nachfrageseite dämpft.

In Abschnitt 3 werden die Verteilungseffekte des Importstopps anhand der Ausgabenanteile von Haushalten mit hohem und niedrigem Einkommen erörtert. In Abschnitt 4 gehen wir auf politische Implikationen ein. Wir betonen insbesondere, dass die Wirtschaftspolitik die Anpassung fördern sollte und nicht versuchen, sie zu verzögern. Politische Maßnahmen sollten darauf abzielen, die Anreize zur Substitution und Einsparung fossiler Energieträger so schnell wie möglich strategisch zu erhöhen. Sollte ein Embargo für russische Energie politisch notwendig werden, lässt sich dafür plädieren, die Maßnahmen so früh wie möglich zu ergreifen, um Anpassungen in der Industrie und den Haushalten vor dem Winter auszulösen. Denn während des Sommers ist die Gasnachfrage saisonbedingt niedrig.

1. Die Abhängigkeit Deutschlands von russischer Energie

Deutschland importiert etwa 60 % seines Energieverbrauchs (Weltbank 2022), mit Importquoten zwischen 94 % und 100 % für Öl, Gas und Steinkohle (Umweltbundesamt 2022). 2021 betrug der Wert der Einfuhren fossiler Brennstoffe und Elektrizität etwa 80 Mrd. Euro oder etwas mehr als 2 % des BIP (Statistisches Bundesamt (2022b). Etwa die Hälfte der deutschen Einfuhren von Gas und Steinkohle und etwa ein Drittel der Öleinfuhren stammen aus Russland. Etwa ein Drittel des gesamten Energieverbrauchs Deutschlands hängt von Russland ab (Tabelle 1). Die gesamten Wareneinfuhren aus Russland beliefen sich im Jahr 2021 einschließlich anderer Produkte auf 33 Milliarden Euro (Statistisches Bundesamt 2022a). Der Handel mit Russland macht nur 2,3 % des gesamten deutschen Handels aus.

In der deutschen Wirtschaft kommt Gas vor allem in der Industrie (36%), in Haushalten (31%) sowie in Gewerbe und Handel (13%) zum Einsatz, bei den beiden letztgenannten vor allem zu Heizzwecken (BDEW 2019, 2021). Der Einsatz von Gas zur Stromerzeugung ist vergleichsweise gering. In der Industrie werden etwa drei Viertel des Gases zum Heizen und Kühlen sowie zur stofflichen Nutzung eingesetzt. Etwa ein Drittel des industriellen Einsatzes entfällt auf die chemische Industrie (Zukunft Gas 2022). Bei der Verwendung von Steinkohle

gingen 2018 etwa ⅗ in die Stahlindustrie und ⅝ in die öffentliche Stromerzeugung ein (Sandau et al. 2021). Erdöl wurde überwiegend (ca. 75 % im Jahr 2017) in Form von Benzin und Dieselkraftstoffen verwendet (Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages 2019).

Tabelle 1 Deutscher Primärenergieverbrauch 2021

	Oil	Gas	Coal (Lignite and Hard Coal)	Nuclear	Renew-ables	Others	Total
ThW	1077	905	606	209	545	45	3387
%	31.8	26.7	17.9	6.2	16.1	1.3	100
of which Russia	34%	55%§	26%	0%	0%	0%	30%

Anmerkungen: §in 2020 – schon geringer als 2021 und 2022.
Quelle: Agora Energiewende (2022); Eckert und Abnett (2022).

Wenn Deutschland beschließt, ein Embargo gegen russische Energieimporte zu verhängen, oder wenn Russland beschließt, als Reaktion ein Embargo für Ölverkäufe zu verhängen, müsste Deutschland den Rückgang der russischen Energieimporte entweder durch alternative Lieferquellen, Brennstoffumschichtungen und wirtschaftliche Umschichtungen oder eine Verringerung der Nachfrage kompensieren. Die verschiedenen Kanäle werden wahrscheinlich kurz- und langfristig unterschiedlich wirken. Kurzfristig muss ein Stopp der russischen Exporte durch alternative Energiequellen aus anderen Ländern und inländischen Quellen zur Deckung des Strom-, Verkehrs-, Wärme- und Industriebedarfs oder durch die Substitution energieintensiver Produkte durch direkte Importe ausgeglichen werden. Mittel- und langfristig können der verstärkte Einsatz erneuerbarer Energien und die Verbesserung der Energieeffizienz erheblich zur Senkung der Energienachfrage beitragen.

Zunächst dürfte die Substitution russischer Öl- und Kohleimporte kein großes Problem darstellen. Andere Öl- und Kohleexportländer verfügen über ausreichende Kapazitäten auf dem Weltmarkt, um die fehlenden Mengen zu ersetzen. Die größere Herausforderung besteht darin, kurzfristig Ersatz für russisches Gas zu finden. Russisches Gas deckt etwa 15 % des gesamten Energieverbrauchs in Deutschland ab. Während Öl und Kohle wahrscheinlich aus anderen Ländern geliefert werden können, ist die Situation auf dem Gasmarkt komplexer. Aufgrund des bestehenden Pipelinenetzes und der letztlich begrenzten Kapazitäten der Terminals ist eine kurzfristige Substitution durch LNG eine Herausforderung, während die Erhöhung der Pipelineimporte aus anderen Ländern ebenfalls Einschränkungen unterliegt.

Die IEA schätzt, dass die Pipeline-Importe in die EU aus Norwegen, Algerien und Aserbaidschan um 10 Mrd. Kubikmeter (Mrd. m^3) gegenüber 155 Mrd. m^3 Importen aus Russland im Jahr 2021 und die LNG-Importe theoretisch um 60 Mrd. m^3 (gegenüber 110 Mrd. m^3 im Jahr 2021 (Rashad und Binnie 2022)) gesteigert werden könnten. Die IEA hält

zusätzliche 20 Mrd. m³ durch LNG auf dem derzeitigen Markt für realistischer (IEA 2022). Ein Teil dieses Gases müsste vor dem Winter eingelagert werden, um das fehlende russische Gas in den kalten Monaten zu kompensieren. Außerdem würde die Umstellung von den vergleichsweise günstigen Vertragspreisen mit Russland auf die aktuellen Weltmarktpreise einen erheblichen (derzeit fünffachen) Anstieg des Gaspreises bedeuten.

Eine aktuelle Studie von Bruegel (2022) kommt zu dem Schluss, dass es durch Substitution und europäische Zusammenarbeit möglich sein wird, die Nachfrage in den Bereichen Stromerzeugung, Verkehr und Heizung in der EU zu decken, ohne dass es zu physischen Engpässen kommt (McWilliams et al. 2022a, 2022b). In ihrem 10-Punkte-Plan zur Verringerung der europäischen Abhängigkeit von russischem Gas nennt die IEA (2022) auch eine Erhöhung der Kohle- und Kernkraftproduktion und den Einsatz erneuerbarer Energien sowie eine Reihe nachfragebezogener Maßnahmen, die theoretisch zu einer weiteren Verringerung des Gasverbrauchs in der EU um 33 Mrd. m3 beitragen könnten. Während die Umstellung auf Kohle und Kernenergie als planbare Option angesehen werden kann, bleibt ungewiss, in welchem Umfang sich potenzielle Änderungen der Heizgewohnheiten der Verbraucher, verstärkter Einsatz erneuerbarer Energien und steigende Energieeffizienz von Gebäuden auswirken könnten. Höchstwahrscheinlich werden zumindest die beiden letztgenannten Optionen auf sehr kurze Sicht eine untergeordnete Rolle spielen.

Es gibt nur wenige historische Beispiele für Unterbrechungen der Energieversorgung in der Größenordnung eines möglichen Stopps der russischen Energieeinfuhren. Vergleiche könnten mit der Abschaltung von Kernkraftwerken in Japan nach Fukushima gezogen werden. Damals wurde durch Kernenergie etwa 30 % des japanischen Stroms erzeugt, als die Kraftwerke innerhalb eines Jahres fast auf Null heruntergefahren wurden. Schätzungen zeigen, dass die Abschaltung von Kernkraftwerken die Strompreise je nach dem ursprünglichen Energiemix einer Region zwischen 10 % und 40 % erhöht hat (Neidell, Uchida und Veronesi 2019). Allerdings betrug der Anteil der Kernenergie am Gesamtenergieverbrauch im Jahr 2010 nur 13 %, und aufgrund früherer Überinvestitionen in LNG-Importkapazitäten waren der Substitution durch Erdgas keine physikalischen Grenzen gesetzt (Nesheiwat und Cross 2013).

Die russischen Gasimporte sind bereits in der zweiten Hälfte des Jahres 2021 und vor allem in den ersten Monaten des Jahres 2022 deutlich zurückgegangen. Auf EU-Ebene sank der Importanteil von etwa 40 % auf 20 bis 30 % (McWilliams, Sgaravatti und Zachmann 2021). Verflüssigtes Erdgas (LNG) übertraf die russischen Importe, obwohl die Kapazitäten für einen weiteren Anstieg der LNG-Importe begrenzt sind (Rashad und Binnie 2022). In den vergangenen Monaten sind die Preise für Kohle, Öl und Gas bereits drastisch gestiegen[1]. Inwieweit die Gas-, Steinkohle- und Ölpreise kurzfristig weiter steigen werden und welche Szenarien eingepreist sind, lässt sich nur schwer abschätzen. Diesem hohen Maß an Unsicherheit tragen wir im nächsten Abschnitt Rechnung, indem wir verschiedene Szenarien vorstellen. Es liegt auf der Hand, dass die Preise bereits vor dem Ausbruch des Ukraine-Kriegs gestiegen sind, und zwar aufgrund der Belebung der Weltwirtschaft nach der Aufhebung der COVID-Beschränkungen, der Aufwertung des US-Dollars und - im Falle von Erdöl - des Widerstrebens der OPEC, die Fördermengen erheblich zu erhöhen.

[1] Für Rohöl (Brent) von 60 USD/Bbl im März 2021 auf 90 USD/Bbl Anfang Februar 2022 auf 110 USD/Bbl, für Kohle (API2) von 65 USD/Tonne Kraftwerkskohle im März 2021 auf 145 USD/Tonne Kohle Anfang Februar 2022 auf 345 USD/Tonne Kohle und für Gas (TTF Gas) von 17 Euro/MWh im März 2021 auf 70 Euro/MWh Anfang Februar 2022 auf 160 Euro/MWh (3. März 2022).

Alles in allem deuten die verfügbaren Daten darauf hin, dass andere Gasproduzenten nur teilweise in der Lage sind, potenzielle Ausfälle zu ersetzen. Substitution und Reallokation werden daher entscheidend sein. Um eine plausible Größe für den Schock der deutschen Wirtschaft durch einen russischen Importstopp zu konstruieren, treffen wir die folgenden Annahmen:

- Der Importanteil Russlands am deutschen Gasverbrauch lag im Jahr 2020 bei 55%, ist aber in den letzten Monaten gesunken. Wir treffen vorsichtige Annahmen hinsichtlich des Potenzials für eine kurzfristige Erhöhung des Angebots über LNG. Wir gehen davon aus, dass der Kapazitätszuwachs im nächsten Jahr auf 5 % begrenzt ist. Das bedeutet, dass die deutsche Wirtschaft einen Ausfall von 50 % der Gaslieferungen verkraften müsste.
- Beim Gasverbrauch besteht Konsens darüber, dass Gas in der Stromerzeugung, durch den Umstieg auf Braun- oder Steinkohle eingespart werden kann. Auch die Kernenergie kann hier eine Rolle spielen, aber angesichts der bestehenden Überkapazitäten in der Kohleverstromung scheint die Debatte derzeit weniger relevant. Durch die daraus resultierende Einsparung von Gas, das derzeit für die Stromerzeugung verwendet wird, werden fast 20% des gesamten deutschen Gasverbrauchs frei.
- Für die verbleibenden Energieverbraucher (Haushalte, Industrie, Dienstleistungen) ergibt sich somit eine Situation, in der sie eine Reduzierung des gesamten Gasangebots um 30 % hinnehmen müssen. Dabei sind die Haushalte etwa für ein Drittel des gesamten Gasverbrauchs verantwortlich, Dienstleistungen machen etwa 15 % aus. In beiden Bereichen wird Gas hauptsächlich zu Heizzwecken verwendet. Die beste verfügbare Evidenz deutet auf Substitutionselastizitäten im Haushaltssektor zwischen 0,2 und 0,4 auf kurze Sicht hin (Aufhammer und Rubin 2018).
- Die industrielle Nutzung macht 36 % der Gesamtmenge aus, von denen 11 % direkt für die chemische Produktion verwendet werden und wahrscheinlich überhaupt nicht substituiert werden können. Der Großteil des industriellen Gasverbrauchs wird für Wärme- und Kälteanwendungen verwendet. Das Substitutionspotenzial lässt sich nur schwer abschätzen, dürfte aber wesentlich höher sein als bei der direkten Verwendung in der Produktion. Aktuelle Studien für das verarbeitende Gewerbe im Vereinigten Königreich weisen auf erhebliche kurzfristige Substitutionsmöglichkeiten bei der Wärmeerzeugung von bis zu 0,5 hin (Steinbuks 2012).
- Im hier untersuchten Hauptszenario gehen wir davon aus, dass ein russisches Energieembargo zu einem Rückgang der Gaslieferungen um 30 % bzw. ca. 8 % des deutschen Gesamtenergieverbrauchs führen wird. Dies wird von der heimischen Industrie, den Haushalten und dem Dienstleistungssektor getragen werden müssen. Um eine gewisse Vorsicht walten zu lassen, gehen wir in unserem vereinfachten Modell von einer niedrigen Substitutionselastizität von 0,1 in diesen Sektoren aus. Dies ist wesentlich niedriger als die in der Literatur gängigen Elastizitäten. Wir tun dies, um mögliche Anpassungsrigiditäten des Haushaltssektors im Zusammenhang mit dem so genannten "Kaskadenmodell" zu berücksichtigen.

Während ein Teil dieser Lücke möglicherweise durch das Auffüllen von Reserven während des Sommers, wenn der Heizbedarf der Haushalte gering ist, geschlossen werden kann, ohne die industrielle Nutzung zu beeinträchtigen, gehen wir davon aus, dass die deutsche Wirtschaft kurzfristig gezwungen wäre, sich an einen solchen Schock anzupassen. Was wären die wirtschaftlichen Auswirkungen?

2. Die makroökonomischen Auswirkungen eines Stopps der Energieimporte aus Russland auf die deutsche Wirtschaft

Im Folgenden werden wir die Auswirkungen eines Rückgangs des deutschen Gasverbrauchs, der durch einen Stopp der Gasimporte aus Russland ausgelöst wird, näherungsweise berechnen. Zur Abschätzung des makroökonomischen Effekts stützen wir uns auf ein modernes multisektorales Makromodell mit Produktionsnetzwerken, das auf der Arbeit von Baqaae und Farhi (2021) basiert. Ziel ist es, die wirtschaftlichen Kosten eines Stopps der russischen Energieimporte für die deutsche Wirtschaft in der aktuellen Situation abzuschätzen. Wir verwenden das Multisektormodell, um kontrafaktische Simulationen der makroökonomischen Auswirkungen einer Reduzierung der Energieimporte aus Russland zu berechnen. Wir werden die Ergebnisse des komplexen Modells mit einer vereinfachten Version vergleichen, die auf unterschiedlichen Annahmen über Substitutionselastizitäten beruht.

Die Einzelheiten des Modells werden im Anhang erläutert, aber ein paar Worte zur Erklärung sind wichtig. Das Baqaee-Farhi-Modell ist ein hochmodernes Mehrsektorenmodell mit umfangreichen Input-Output-Verknüpfungen, bei dem Energie ein entscheidender Input für die Produktion ist. Die wichtigsten wirtschaftlichen Annahmen des Modells beziehen sich auf (i) den Grad der Substituierbarkeit zwischen verschiedenen Zwischenprodukten im Produktionsprozess, insbesondere zwischen der aus Russland importierten Energieart und anderen Vorleistungen, gemessen durch verschiedene Substitutionselastizitäten, und (ii) auf die Leichtigkeit der Umverteilung von Ressourcen in der Wirtschaft. Beide Faktoren beeinflussen sich gegenseitig. Eine niedrige Elastizität ist weniger problematisch, wenn Ressourcen in andere Teile der Wirtschaft umverteilt werden können, um die Produktion im kritischen Sektor aufrechtzuerhalten.

Diese Substitutionselastizität ist empirisch schwer zu bestimmen, vor allem bei den großen Veränderungen im Input-Mix der Wirtschaft, mit denen wir uns beschäftigen. Eine makroökonomische Analyse ist daher mit einem erheblichen Maß an Unsicherheit behaftet. Es erscheint jedoch plausibel anzunehmen, dass die Substitutionselastizität mittel- und langfristig größer und sehr kurzfristig kleiner ist (siehe z.B. Caballero, 1994). Das Ausmaß der wirtschaftlichen Verluste infolge eines russischen Einfuhrstopps hängt daher entscheidend von dem Zeitrahmen ab, in dem die Anpassungen stattfinden.

Es ist jedoch nicht plausibel, anzunehmen, dass die Substitutionselastizität selbst auf kurze Sicht gleich Null ist. Produzenten und Haushalte werden bis zu einem gewissen Grad auf Alternativen ausweichen, ihre Warenkörbe ändern oder gänzlich Energie, insbesondere Gas, sowie energieintensive Produkte, die in Massen transportiert werden können, importieren. Diese Einschränkung ist wichtig, da der Unterschied zwischen einer sehr geringen, aber von Null abweichenden Elastizität und einer Elastizität von buchstäblich Null zu wesentlich geringeren wirtschaftlichen Verlusten führt als im Falle einer Substituierbarkeit von Null (Leontief-Produktionsfunktion). Schätzungen, die von einer kurzfristigen Substitution von Null ausgehen, sind für politische Analysen nicht geeignet.

In dem geschätzten Modell für niedrige Substitutionselastizitäten sagt das Multisektormodell von Baqaee-Farhi bescheidene Verluste von etwa 0,2-0,3 % der Volkswirtschaftlichen Gesamtausgaben oder etwa 80-120 € pro Jahr und Bundesbürger voraus. Die

Volkswirtschaftlichen Gesamtausgaben machen etwa 94 % des deutschen BIPs aus, so dass die entsprechenden BIP-Effekte etwas geringer ausfallen und deutlich unter 1 % bleiben.

Die wichtigsten Gründe, warum die modellbedingten wirtschaftlichen Verluste relativ gering sind, sind die folgenden: (i) der Anteil der Importe fossiler Energieträger (Gas, Öl und Kohle) an der deutschen Produktion ist mit etwa 2-2,5 % des BIPs zunächst gering, und (ii) das Modell sagt voraus, dass dieser Anteil zwar erheblich, aber nicht übermäßig stark ansteigt. Im Modell fasst die Veränderung des Anteils der Energieimporte an den Volkswirtschaftlichen Gesamtausgaben die Substituierbarkeit, die sich aus den Modellentscheidungen über Elastizitäten und Veränderungen in der Input-Output-Struktur ergibt, kurz und bündig zusammen. Die Überzeugungen über die Substituierbarkeit laufen auf die Überzeugungen über die Veränderungen des Anteils der Energieimporte an der Volkswirtschaftlichen Gesamtausgaben hinaus.

Die Zahlen des Baqaee-Farhi-Modells implizieren zwar begrenzte Kosten. Aber wir räumen ein, dass die Unsicherheit in Bezug auf die Substitutionselastizitäten (und die entsprechende Änderung des Importanteils) groß sein könnte. Um eine plausible Obergrenze für die Kosten zu ermitteln, ergänzen wir unsere Berechnungen auf der Grundlage des umfangreichen Mehrsektorenmodells durch eine Analyse eines einfacheren Modells. Wir vergleichen diese Schätzungen mit empirischen Elastizitäten, die in der Literatur für den industriellen Energieverbrauch auf der Ebene der vierstelligen Standard Industrial Classification (SIC) gefunden wurden (Steinbuks, 2012). Ähnliche Schätzungen wurden für die kurzfristige Nachfrage von Privathaushalten nach Erdgas gefunden (Auffhammer und Rubin, 2018). Sie liegen zudem in der Mitte der Schätzungen für kurzfristige Nachfrageelastizitäten in einer großen Anzahl von Studien (Labandeira et al., 2017). Im ersten Szenario berechnen wir die Auswirkungen einer achtprozentigen Verringerung des gesamten deutschen Energieverbrauchs. Im zweiten Szenario modellieren wir eine 30-prozentige Verringerung des Gaseinsatzes als Schock für diesen spezifischen Energieträger.

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der verschiedenen Ansätze, beginnend mit dem komplexesten Modell von Baqaee und Farhi (2020). Unter der Annahme sehr niedriger kurzfristiger Substitutionselastizitäten führt eine achtprozentige Energieanpassung des Öl-, Gas- und Kohleverbrauchs zu einem Verlust von 1,4 % des BIPs bzw. zu Kosten in Höhe von 500-700 €. In einem letzten Szenario, in dem wir eine extremere Anpassung des Gasverbrauchs um 30 % modellieren, steigen die wirtschaftlichen Verluste auf 2,2 % des BIPs (2,3 % der Volkswirtschaftlichen Gesamtausgaben), was bis zu 1.000 € pro Jahr und Bundesbürger entspricht. Das bedeutet eine Größenordnung höher als die 0,2-0,3 % oder 80-120 €, die das Baqaee-Farhi-Modell impliziert.

Es ist wichtig zu betonen, dass das von uns verwendete Modell ein reales Modell ohne weitere Konjunkturverstärkung ist. Mit anderen Worten, es berechnet die wirtschaftliche Reaktion auf der Grundlage der Annahme, dass die Geld- und Fiskalpolitik weitere Auswirkungen der nominalen Verkrustungen in der Wirtschaft rückgängig machen kann. Auf der monetären Seite kann eine feste Verpflichtung zu stabilen Preisen den potenziellen Zielkonflikt zwischen der Stabilisierung der Produktion und der Inflation abmildern. Betrachtet man die Energiepreisschocks als eine Art Produktivitätsschock, dann müsste die Zentralbank die Zinssätze anheben, um die Inflation zu stabilisieren. Dadurch, dass die Wirtschaftstätigkeit etwas gedämpft wird, würde auch das direkte Energieversorgungsproblem weiter entschärft.

Da der Schock auch das Potenzial hat, den Gewinnanteil ausländischer Energieimporteure zu erhöhen, weist der Schock einige Elemente eines Schocks bei den Preisaufschlägen auf, die für die Zentralbank schwieriger zu bewältigen sind, da sie einen Konflikt zwischen der Stabilisierung der Produktion und der Inflation aufwerfen. Gleichzeitig muss und kann die Fiskalpolitik durch Versicherungsmechanismen (wie Kurzarbeit) die Nachfrageeffekte der zweiten Runde auffangen. Mit einer angemessen kalibrierten nachfrageseitigen Stabilisierungspolitik sollte es im Prinzip möglich sein, zusätzliche Kosten zu vermeiden.

Dabei gehen unsere Schätzungen davon aus, dass solche Effekte der zweiten Runde vermieden werden können und potenzielle Probleme im Finanzsektor durch faule Kredite oder Hauspreisrückgänge in bestimmten Regionen und Branchen ohne weitere Verstärkung bewältigt werden können. Wir gehen auch davon aus, dass die Zentralbankpolitik einen potenziell kostspieligen Inflationsschub vermeidet, der die Inflationserwartungen der Öffentlichkeit entschärft.

Tabelle 2

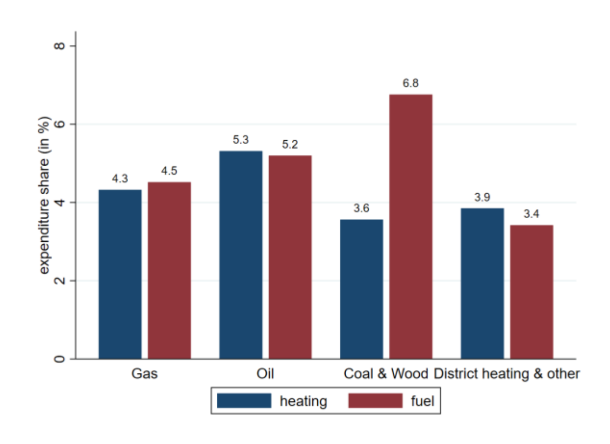
	Baqaee-Farhi (2021), full model	Simplified model, 10% oil, gas, coal shock	Simplified model, 30% gas shock
GDP, %	0.2-0.3	1.3	2.2
GNE, %	0.2-0.3	1.5	2.3
Cost per citizen	€80-120	€500-700	€800-1000

3. Verteilungseffekte

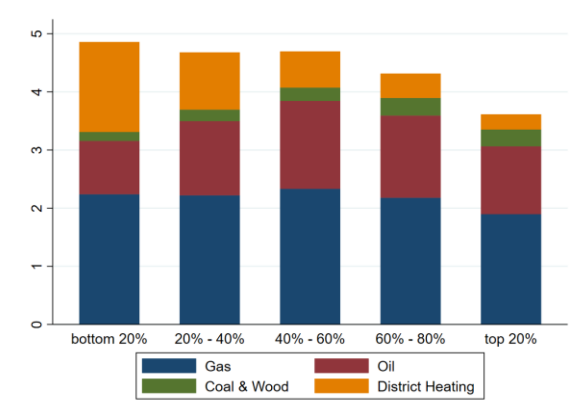
Steuerliche Absicherungselemente wären besonders wichtig, wenn erhöhte Kraftstoff- und Gaspreise über ihre makroökonomischen Folgen hinaus Umverteilungseffekte haben. Wenn zum Beispiel die ärmsten Haushalte übermäßig von solchen Preisänderungen betroffen wären, könnte dies ein Problem darstellen. Um die Verteilungskonsequenzen eines Anstiegs der Energiepreise zu untersuchen, verwenden wir Daten aus der deutschen Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS). Wir konzentrieren uns in erster Linie auf die Ausgaben für Heizung, da die Gaspreise im letzten Jahr am stärksten gestiegen sind (fast um das Zehnfache). Dennoch tragen natürlich auch die Preissteigerungen für Öl und Steinkohle zur allgemeinen Mehrbelastung der Haushalte bei, insbesondere durch Preiserhöhungen bei Benzin und Diesel sowie Strom.

Die EVS-Daten liefern für die deutsche Bevölkerung repräsentative Daten über deren Verbrauch und Einkommen. Als Quelle des deutschen VPI-Verbrauchskorbs bieten die Daten eine genaue Ausgabenzusammensetzung der Haushalte, einschließlich Daten über Ausgaben für verschiedene Energieträger. Wir stützen uns auf die neuesten verfügbaren Mikrodaten des Forschungsdatenzentrums des Statistischen Bundesamtes. Für unsere Analyse gruppieren wir die Haushalte nach Einkommen, Art der Heizung und Haushaltsgröße. Für das Einkommen verwenden wir Daten zum Haushaltsnettoeinkommen und gruppieren die Haushalte in Einkommensquintile.

Abbildung 1: Anteile der Energieausgaben



(a) Nach Heizquelle



(b) Nach Einkommen

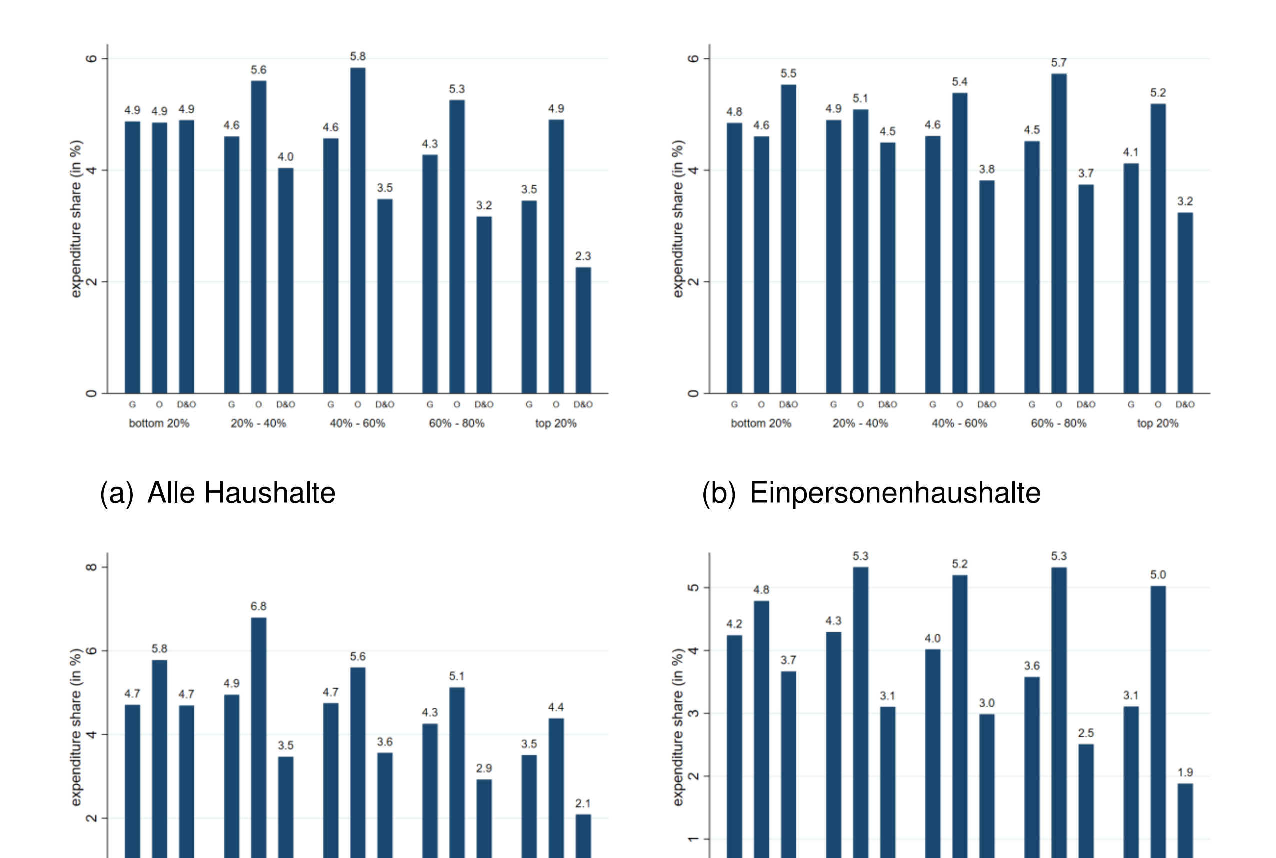
Anmerkungen: Das linke Feld zeigt die Ausgabenanteile für alle Haushalte nach Heizungsart für Heizung (blaue Balken) und für Kraftstoff (rote Balken). Das rechte Feld zeigt die Anteile der Energieausgaben für verschiedene Heizquellen entlang der Einkommensverteilung.

Abbildung 1 zeigt die Ausgabenanteile je nach Hauptheizquelle (a, linkes Feld) und nach Einkommensquintilen (b, rechtes Feld) sowohl für Heizen als auch für Benzin/Diesel (nur linkes Feld). Wir stellen fest, dass die Haushalte in der Regel zwischen 3 und 6 Prozent für das Heizen ausgeben. Ähnliche Ausgabenanteile gelten für Kraftstoffe, die zwischen 3,4 und 6,8 Prozent schwanken. Betrachtet man nur Gas und Öl als die beiden bei weitem wichtigsten Heizquellen, so liegen die Heizungsausgaben bei 4 und 5 Prozent, und auch der Anteil des Kraftstoffs für Autos schwankt zwischen 3,4 und 5,3 Prozent. Gas ist die wichtigste Quelle für Heizenergie, Öl steht an zweiter Stelle. Eine Ausnahme bilden die unteren 20 % der Einkommensverteilung, wo Fernwärme die zweitwichtigste Ausgabenkategorie ist, siehe Abbildung 1b. Die Ausgaben für diese Quelle können sich jedoch auch ändern, da schätzungsweise nur 17,4 % aus erneuerbaren Energiequellen stammen[2]. Auffallend ist, dass das Einkommensgefälle beim Ausgabenanteil für Heizen gering ist. Möglicherweise sind hier Unterschiede in der Haushaltsgröße ein störender Faktor. Daher werden in Abbildung 2 die Daten weiter aufgeteilt und nicht nur nach der Einkommensverteilung, sondern auch nach der Hauptheizungsart und der Haushaltsgröße unterschieden.

Im linken oberen Feld von Abbildung 2 werden zunächst alle Haushalte unabhängig von der Haushaltsgröße betrachtet. Auch hier zeigt sich, dass der Anteil der Ausgaben für Öl am höchsten ist und nur wenig entlang der Einkommensverteilung variiert. An zweiter Stelle stehen die Kosten für Gas, die bis zum vierten Quintil leicht abnehmen und zwischen dem vierten und dem fünften Quintil um etwa 1 Prozentpunkt sinken. Fern- und sonstige Heizungen weisen durchweg den niedrigsten Ausgabenanteil auf und zeigen ebenfalls einen stark rückläufigen Trend entlang der Einkommensverteilung von 4,9 Prozent in den unteren 20 % auf 2,3 Prozent in den oberen 20 %. Die Felder (b) bis (d) bieten eine weitere Aufschlüsselung nach Haushaltsgröße. Das Gesamtmuster ist robust: Der Anteil der Heizungsausgaben variiert in der Einkommensverteilung relativ wenig. Eine Ausnahme bilden die Haushalte mit 3 und mehr Mitgliedern. Sie haben im Allgemeinen niedrigere Ausgabenanteile, und der Rückgang der Ausgabenanteile von 3,7 % auf 1,9 % des Einkommens ist am stärksten.

[2] https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/schwerpunkt-netze/fernwaerme-waermenetze-fuer-die-energiewende/

Abbildung 2: Anteil der Heizkosten nach Einkommen, Heizquelle und Haushaltsgröße



(a) Alle Haushalte

(b) Einpersonenhaushalte

(c) Zweipersonenhaushalte

(d) Haushalte mit drei und mehr Personen

Anmerkungen: Anteil der Heizungsausgaben für Haushalte entlang der Einkommensverteilung und nach Heizquelle. Panel (a) zeigt alle Haushalte, Panel (b) Einpersonenhaushalte, Panel (c) Zweipersonenhaushalte und Panel (d) Haushalte mit drei und mehr Personen. Die Einkommensdezile werden für jede Haushaltsgruppe getrennt berechnet. Die Heizquellen sind mit "G" für Gas, "O" für Öl und "D&O" für Fernwärme und Sonstiges gekennzeichnet.

Entlang der Einkommensverteilung und je nach Haushaltsgröße gibt es einige Unterschiede bei den Ausgabenanteilen. Haushalte und Familien mit hohem Einkommen haben etwas geringere Ausgabenanteile. Wir stellen außerdem fest, dass die Haushalte, die mit Gas heizen, im Vergleich zu denen, die mit Öl heizen, im Durchschnitt niedrigere Ausgabenanteile haben, so dass ein stärkerer Anstieg des Gaspreises als des Ölpreises zu einer Angleichung der Ausgabenanteile zwischen diesen beiden größten Haushaltsgruppen führen könnte, wenn auch auf einem höheren Niveau.

Haushalte mit hohem Einkommen können Ausgabenschocks durch steigende Energiepreise besser auffangen als Haushalte mit niedrigem Einkommen, da erstere ihre Ersparnisse reduzieren (oder ihr angesammeltes Vermögen nutzen) können, um vorübergehende Kostensteigerungen auszugleichen. Gezielte Transfers an Haushalte mit niedrigem Einkommen können ein kosteneffizientes Mittel sein, um die ungleichen Auswirkungen steigender Energiepreise entlang der Einkommensverteilung auszugleichen. Da die Inflation im Jahr 2022 sehr hoch sein wird und die steigenden Energiepreise weiter zum Anstieg des Preisniveaus beitragen werden, erscheint es notwendig, die Nominalwerte bestimmter

Parameter des Steuer- und Transfersystems anzupassen, falls es der EZB nicht gelingt, die Gesamtinflationsrate durch kompensierende Preissenkungen an anderer Stelle zu stabilisieren.

4. Implikationen für die Politik

Die obige Diskussion zeigt, dass die makroökonomischen Auswirkungen in hohem Maße davon abhängen, inwieweit sich die Produktionsstruktur an die verringerten Importe fossiler Energieträger anpassen kann und wie substituierbar diese Importe aus Russland sind, d.h. wie leicht sie durch Importe von anderen Anbietern ersetzt werden können. Auf sehr kurze Sicht ist diese Substituierbarkeit natürlich begrenzt und hängt vom Verwendungszweck der fossilen Ressourcen ab: Die Stromerzeugung kann sich schnell und zu relativ geringen Kosten anpassen, während es schwieriger bis unmöglich sein wird, beispielsweise die materielle Nutzung zu ersetzen. Die gesamtwirtschaftlichen Kosten können jedoch durch gezielte politische Maßnahmen und deren Zeitpunkt beeinflusst werden.

In erster Linie sollten politische Maßnahmen darauf abzielen, die Anreize zur Substitution und Einsparung fossiler Energien so schnell wie möglich zu erhöhen, auch wenn ein Embargo nicht unmittelbar bevorsteht. Ein sofortiges Handeln vermeidet noch härtere Anpassungen in diesem oder kommenden Jahr, wenn es hart auf hart kommt. Während die derzeit hohen Energiepreise gewisse Anpassungsanreize schaffen, neigen die bestehenden Versicherungssysteme (z. B. Notrationierungspläne für Gas zugunsten der Haushalte, erwartete Rettungsmaßnahmen für die betroffenen Industrien) dazu, die Entscheidungsträger in der Industrie und in den Haushalten einzulullen, so dass sie die potenziellen Kosten einer Verzögerung ihrer Anpassungen nicht in vollem Umfang internalisieren, und könnten dazu verleiten, auf ein Szenario ohne Embargo zu setzen. Dies wiederum könnte die politischen Optionen für eine spätere Verschärfung des Sanktionsregimes stark einschränken.

Sollte sich ein Embargo für russische Energie kurzfristig zu einer politischen Notwendigkeit entwickeln, so kann man auch argumentieren, dass eine solche Maßnahme die geringsten wirtschaftlichen Kosten verursacht, wenn sie so früh wie möglich ergriffen wird. Der Hauptgrund ist die Saisonabhängigkeit der Gasnachfrage. Eine Unterbrechung der russischen Gasversorgung in den Sommermonaten könnte durch norwegisches und anderes Gas ersetzt werden, wodurch die Versorgung der Industrie aufrechterhalten werden könnte. Gleichzeitig würde ein frühzeitiger Schritt sofort die Substitutions- und Umverteilungsdynamik auslösen, die für die Senkung der wirtschaftlichen Kosten von zentraler Bedeutung ist. Es muss jedoch berücksichtigt werden, ob es möglich sein wird, die Speicherkapazitäten im Sommer aufzufüllen, wenn die russischen Importe jetzt gestoppt werden. Eine Fortsetzung der russischen Gasimporte heute könnte die Unsicherheit verringern. Andernfalls könnten die wirtschaftlichen Kosten eines Embargos erheblich höher sein und Russland ein zusätzliches Druckmittel in die Hand geben.

Wenn keine unmittelbaren Maßnahmen ergriffen werden, spricht vieles dafür, die Energiemärkte in den nächsten Jahren zu steuern. Die Regierungen sollten sich verpflichten, die Preise für fossile Energieträger für einen längeren Zeitraum anzuheben, auch wenn kein Embargo zustande kommt. Dies könnte z. B. eine Art "Energiesicherheitsabgabe" auf Erdgas beinhalten. Es bedeutet auch, dass es eine feste Verpflichtung zu klimapolitisch bedingten Energiepreiserhöhungen geben sollte. Auf europäischer Ebene bedeutet dies die Unterstützung einer Verschärfung des EU-Emissionshandelssystems, wie sie im Fit-for-55-Paket der EU geplant ist. Vor allem aber spricht dies auch für eine Erhöhung der deutschen

CO2-Preise, die vor allem auf Mobilität und Wärme erhoben werden. Dies würde auch diese Sektoren auf die Einführung eines EU-Emissionshandelssystems vorbereiten, wie es im Fit-for-55-Paket der EU vorgesehen ist.

Auch wenn die Anhebung der hohen Energiepreise politisch heikel ist, wird nur dies die notwendigen Anreize für Haushalte und Industrie schaffen, um sofortige Maßnahmen zu ergreifen, indem sie ihre Anstrengungen zur Verbesserung der Energieeffizienz und zur Substitution durch erneuerbare Energien verstärken. Natürlich würde ein solcher anhaltender Anstieg der Energiepreise sowohl für die Haushalte als auch für die Industrie Auswirkungen haben. Wie wir gesehen haben, verteilen sich die Kosten relativ gleichmäßig auf die Haushalte, aber es müssten Unterstützungsmaßnahmen für die einkommensschwachen Haushalte ergriffen werden. Sollte es nicht zu einem Embargo kommen, würden die Einnahmen aus der CO2-Bepreisung und/oder einer "Energiesicherheitsabgabe" zu staatlichen Einnahmen führen, die zur Finanzierung solcher Maßnahmen verwendet werden können. Was die Industrie betrifft, so kann ein pauschaler Ausgleich für höhere Energiepreise nicht effizient sein. Gezielte Maßnahmen können jedoch kurzfristig zur Anpassung beitragen, wenn die langfristigen Aussichten für eine Branche bei geringerem Energieverbrauch oder einem Brennstoffwechsel positiv sind. Auf diese Weise haben solche Maßnahmen das Potenzial, den Übergang zu einer kohlenstoffneutralen Wirtschaft zu beschleunigen.

Ein zweiter Handlungsbereich betrifft die Energieinfrastruktur. Angesichts der höheren kurzfristigen Anpassungskosten im Vergleich zu den langfristigen macht es einen Unterschied, ob ein LNG-Terminal im Herbst 2023 oder 2026 fertig ist. Staatliche Subventionen und Verträge sollten daher auch hier klare Anreize schaffen und bei vorzeitiger Fertigstellung deutlich höhere Zahlungen vorsehen. Dazu gehört auch, dass private Investoren ermutigt werden, Risiken privat zu übernehmen, wie wenn Tesla eine Fabrik baut, ohne dass alle Bauten abschließend von den Behörden genehmigt wurden. Dies wird die Kosten erhöhen, aber es ist wichtig, diese als Versicherungsprämie zu betrachten. Wenn kein Embargo eintritt, nützt es wenig, LNG-Terminals früher fertig zu haben, aber im Falle eines Embargos sind sie von großem Wert. Dies muss auch bei der Gestaltung der öffentlichen Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden.

Lassen Sie uns abschließend noch auf die Folgen eines möglichen Embargos für den Haushaltssektor eingehen, da sich ein Großteil der aktuellen Diskussion um dieses Thema dreht. Während Stromengpässe oder kalte Wohnungen höchst unwahrscheinlich sind, werden die steigenden Energiepreise akut zu spüren sein. Eine konkrete Abhilfe könnte darin bestehen, die (künstlich) gestiegenen Gas-, Öl- und Strompreise durch pauschale Zahlungen zu vergüten. Wenn nicht nur arme Haushalte angesprochen werden, könnten diese Zahlungen einkommensunabhängig auf einer reinen Pro-Kopf-Basis erfolgen. Dies hätte immer noch regressive Auswirkungen, ohne die Anreize zur Senkung des Energieverbrauchs zu beeinträchtigen. Alternativ könnte ein solches System auch von Gas- oder Stromanbietern durchgeführt werden, die dann vom Staat entschädigt würden. Auf diese Weise könnten die Pauschalzahlungen auf dem tatsächlichen Energieverbrauch der Vergangenheit basieren. Dies würde jedoch auch bedeuten, dass Haushalte mit höherem Einkommen, die im Durchschnitt höhere absolute Heiz- und Stromausgaben haben, mehr erhalten würden.

Weitere Möglichkeiten für Maßnahmen, die sich an besonders arme Haushalte richten, wären beispielsweise die Erhöhung des Hartz IV-Regelsatzes oder des Wohngeldes. Auch eine Senkung der Strompreise durch eine Senkung der Stromsteuer würde armen Haushalten am

meisten helfen und gleichzeitig Anreize für die Nutzung von zunehmend grünem Strom bei Mobilität und Heizung schaffen. Im Hinblick auf Anpassungen des Steuersystems ist die Anhebung des Grundfreibetrags der Einkommensteuer eine der von der deutschen Regierung vorgeschlagenen Maßnahmen. Eine Erhöhung von Hartz IV und des Grundfreibetrags der Einkommensteuer um jeweils 5% (10%) könnte zu fiskalischen Gesamtkosten von ca. 5 (10) Mrd. Euro pro Jahr führen und gleichzeitig Ungleichheit und Armut leicht reduzieren. Dennoch wäre eine gezieltere Politik für Haushalte mit niedrigem Einkommen wahrscheinlich kosteneffizienter und daher vorzuziehen - nicht nur unter dem Gesichtspunkt der Effizienz, sondern auch der Umverteilung.

Im Falle eines tatsächlichen Embargos und folglich steigender Energiepreise sollten zusätzliche energiepreissteigernde Maßnahmen entfallen oder angepasst werden. Zahlungen an die Haushalte wären weiterhin notwendig, um wirtschaftliche Härten zu vermeiden, sollten aber im Laufe der Zeit verringert werden, um die notwendigen Investitionen und Verhaltensanpassungen zu bewirken. Da diese Zahlungen vorübergehender Natur sind, könnten sie in der Zwischenzeit durch Staatsschulden finanziert werden.

Referenzen

Agora Energiewende. 2022. “Die Energiewende in Deutschland: Stand Der Dinge 2021. Rückblick Auf Die Wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2022.”

Auffhammer, Maximilian, and Edward Rubin. 2018. “Natural gas price elasticities and optimal cost recovery under consumer heterogeneity: Evidence from 300 million natural gas bills.” *NBER Working Paper No. 24295*. National Bureau of Economic Research.

Baqaee, David, and Emmanuel Farhi. 2021. Networks, Barriers, and Trade. Working Paper.

BDEW. 2019. “Energy Market Germany 2019.” BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

———. 2021. “Die Energieversorgung 2021 - Jahresbericht.” BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.

Caballero, Ricardo J. 1994. “Small Sample Bias and Adjustment Costs.” *The Review of Economics and Statistics* 76 (1): 52–58.

Deryugina, Tatyana, Alexander MacKay, and Julian Reif. 2017. “The Long-Run Dynamics of Electricity Demand: Evidence from Municipal Aggregation.” *NBER Working Paper No. 23483*. National Bureau of Economic Research.

Dynan, Karen E., Jonathan Skinner, and Stephen P. Zeldes. 2004. “Do the Rich Save More?” *Journal of Political Economy* 112 (2): 397–444. https://doi.org/10.1086/381475.

Eckert, Vera, and Kate Abnett. 2022. “Factbox: How Dependent Is Germany on Russian Gas?” Frankfurt, Brussels: Reuters. https://www.reuters.com/world/europe/how-much-does-germany-need-russian-gas-2022-01-20/.

IEA. 2022. “A 10-Point Plan to Reduce the European Union’s Reliance on Russian Natural Gas.” Paris: IEA. https://www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas.

Labandeira, Xavier, Jose M. Labeaga, and Xiral Lopez-Otero. 2017. “A meta-analysis on the price elasticity of energy demand.” *Energy Policy* 102: 549–568.

McWilliams, Ben, Giovanni Sgaravatti, Simone Tagliapietra, and Georg Zachmann. 2022a. “Can Europe Survive Painlessly without Russian Gas?” *Bruegel*. February 27, 2022. https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/.

———. 2022b. “Preparing for the First Winter without Russian Gas.” *Bruegel*. February 28, 2022. https://www.bruegel.org/2022/02/preparing-for-the-first-winter-without-russian-gas/.

McWilliams, Ben, Giovanni Sgaravatti, and Georg Zachmann. 2021. “European Natural Gas Imports.” Bruegel Datasets, first published 29 October. Accessed March 3, 2022. https://www.bruegel.org/publications/datasets/european-natural-gas-imports/.

Neidell, Matthew, Shinsuke Uchida, and Marcella Veronesi. 2019. “Be Cautious with the Precautionary Principle: Evidence from Fukushima Daiichi Nuclear Accident.” *IZA Discussion Paper* 12687.

Nesheiwat, Julia, and Jeffrey S. Cross. 2013. “Japan’s Post-Fukushima Reconstruction: A Case Study for Implementation of Sustainable Energy Technologies.” *Energy Policy* 60 (September): 509–19. https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.04.065.

Rashad, Marwa, and Isla Binnie. 2022. “Brimming European LNG Terminals Lack Room for More Gas.” London, Madrid: Reuters. https://www.reuters.com/business/energy/brimming-european-lng-terminals-have-limited-space-more-gas-2022-02-17/.

Sandau, Fabian, Stephan Timme, Corinna Baumgarten, Rolf Beckers, Wolfgang Bretschneider, Sebastian Briem, Jörg Frauenstein, et al. 2021. “Daten Und Fakten Zu Braun- Und Steinkohlen.” 28/2021. Texte. Umweltbundesamt.

Statistisches Bundesamt. 2022a. "Facts on Trade with Russia." Press release. Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. https://www.destatis.de/EN/Press/2022/02/PE22_N010_51.html.

———. 2022b. "Exporte Und Importe (Spezialhandel) Nach Güterabteilungen Des Güterverzeichnisses Für Produktionsstatistiken." Wiesbaden: Statistisches Bundesamt. https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/einfuhr-ausfuhr-gueterabteilungen.html;jsessionid=7345586EA38C7821B58F6C63E9DAC7A2.live731.

Steinbuks, Jevgenijs. 2012. "Interfuel substitution and energy use in the UK manufacturing sector." *The Energy Journal* 33 (1).

Umweltbundesamt. 2022. "Primärenergiegewinnung Und -Importe." Umweltbundesamt. https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/primaerenergiegewinnung-importe.

Wissenschaftliche Dienste des Deutschen Bundestages. 2019. "Erdölverbrauch in Deutschland." Dokumentation, WD 5 - 3000 - 033/19.

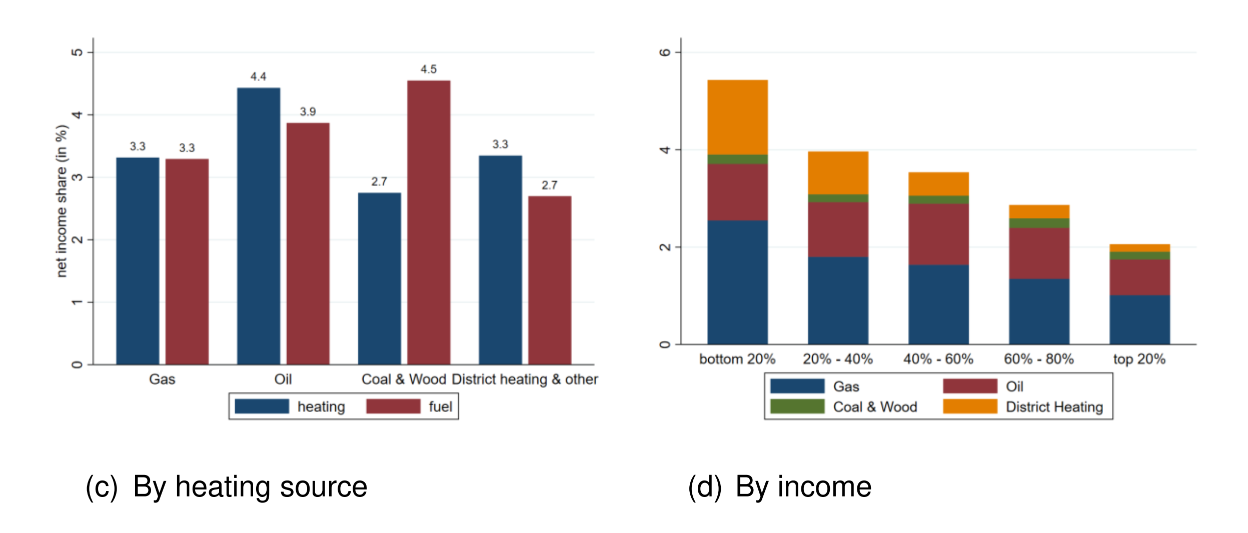
Zukunft Gas. 2022. "Erdgas in Deutschland: Zahlen Und Fakten Für Das Jahr 2021." Berlin: Zukunft Gas.

Anhang

A Energy expenditure shares of income

In the main part of the analysis, we focus on the share of energy expenditures in total household expenditures as this is directly related to purchasing power of households and welfare. If energy prices increase, households will be able to buy less goods and services with the same amount of income. An alternative is to look at the share of energy expenditures in total household income. The difference between the share in household expenditures and the share in household income is the saving rate of households. It is well known that high income households have higher saving rates (Dynan et al. 2004). Hence, we expect that the level of household expenditures as a fraction of income declines with income because income exceeds expenditures for most households while differences in expenditure shares of households increase because of different saving rates along the income distribution. Figure A presents the equivalent results to Figure 1 from the main text but as a fraction of household net income rather than household expenditures. The main difference is that now because of higher saving rates with higher incomes, the energy expenditure share as a share of income declines along the income distribution but it is also substantially lower. The typical household in Germany (median household in income group 40% - 60%) spends only between 3% and 4% of net income on energy, and gas expenditures are even below 2% of household net income.

Figure A: Energy expenditure as share of household net income

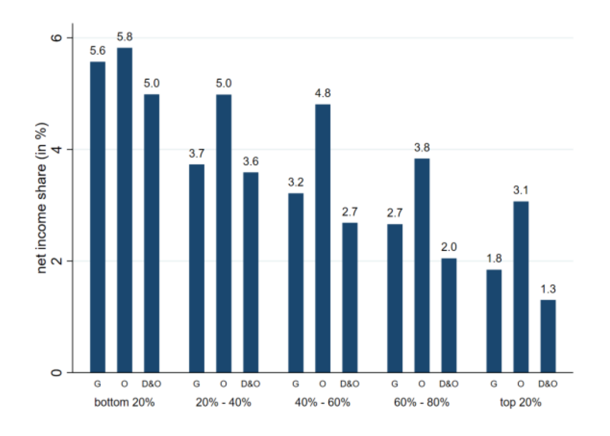


(c) By heating source (d) By income

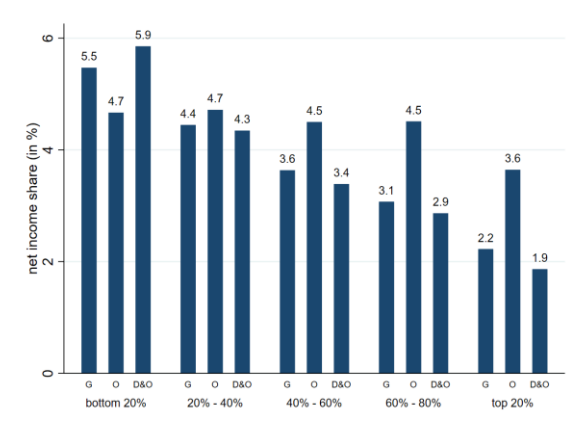
Notes: Left panel shows expenditure as a share of household net income for all households by type of heating for heating (blue bars) and for fuel (red bars). Right panel shows costs shares as fraction of household net income for different heating sources along the income distribution.

Figure B repeats the results from Figure 2 of the main text but showing heating expenditures as a share of household net income rather than total household expenditures. The same conclusions as for the comparison between Figure 1 and Figure A apply: We find shares in income to be lower and we find a noticeable decline of the expenditure shares with income.

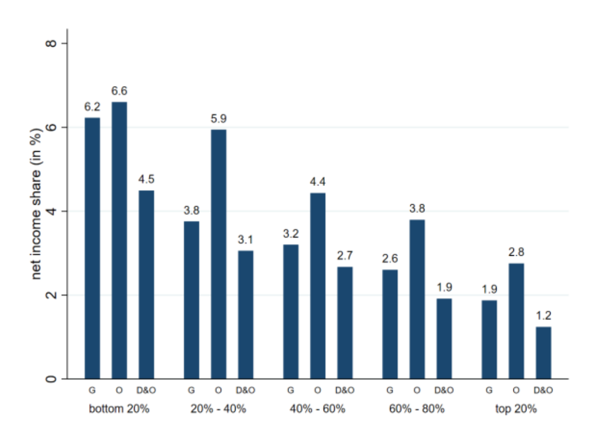
Figure B: heating expenditures as share of household net income by income, heating source, and household size



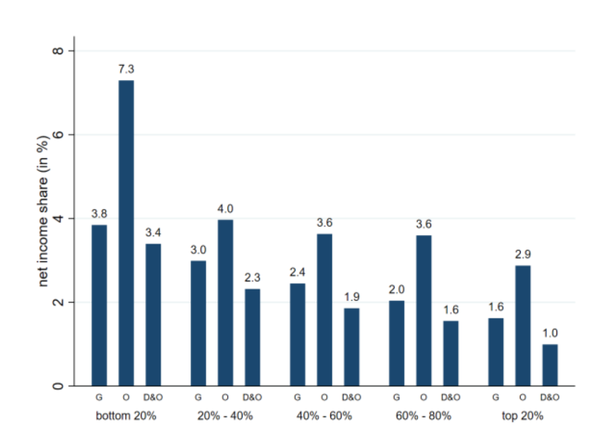
(a) All households



(b) 1-person households



(c) 2-person households



(d) 3 and more person households

Notes: Heating expenditures as shares of household net income for households along the income distribution and by source of heating. Panel (a) shows all households, panel (b) 1-person households, panel (c) 2-person households, and panel (d) households with 3 and more members. Income deciles are separately computed for each household group. Heating sources are labelled "G" for gas, "O" for oil, and "D&O" for district and other.

Appendix to "What if? The macroeconomic and distributional effects for Germany of a stop of energy imports from Russia"

March 7, 2022

for latest version, see https://benjaminmoll.com/RussianGas_Appendix/

A Appendix to Section 2 "The macroeconomic effects of a stop of energy imports from Russia on the German economy"

We pursue a two-pronged approach for assessing the macroeconomic effects. First, we use economic theory to isolate two of the key determinants of the macroeconomic effects of cutting energy imports from Russia. These are (i) the importance of Russian imports of gas, oil and coal ("brown" energy) in production and (ii) the elasticity of substitution between these energy sources and other inputs (e.g. "green" energy).

Second, we use the multi-sector model of Baqaee and Farhi (2021)[1] to run counterfactual simulations of the macroeconomic effects of cutting energy imports from Russia. The Baqaee-Farhi model is a state-of-the-art multi-sector model with rich input-output linkages and in which energy is a critical input in production.

Our findings are as follows:

1. Standard theory predicts that the losses to the German economy of embargoing energy imports from Russia are extremely sensitive to the degree of substitutability of brown energy with other inputs as measured by the elasticity of substitution between these factors. This elasticity of substitution is hard to discipline empirically, especially for large changes in the economy's input mix of the type we are concerned with, so that any macroeconomic analysis is necessarily subject to a large degree of uncertainty.

2. This elasticity of substitution is likely low in the very short run but larger in the medium- and long-run so that the size of economic losses depends crucially on the time frame over which adjustments take place.

3. We review empirical evidence on this elasticities of substitution (which also equals the own-price elasticity of energy). The meta-analysis by Labandeira et al. (2017) provides a summary of the existing estimates on own-price elasticities for energy consumption differentiated between the short run (less than one year) and the long run (after one year). The relevant short-run average short-run elasticity for energy is -0.22, for natural gas it is -0.18, and the least elastic in the short run is heating oil with -0.02. Differences between residential and industrial consumers are small.

4. Even for elasticities of substitution below this range, the Baqaee-Farhi multi-sector model predicts modest losses of around 0.2-0.3% of German Gross National Expenditure (GNE)

[1] Baqaee, David and Emmanuel Farhi (2021) "Networks, Barriers, and Trade", Working Paper.

or around €80-120 per year per German citizen.[2] To explain what drives these low losses we provide a simple formula that points to two key sufficient statistics: first the share of energy imports in German GNI (which equals a modest 2.5%) as well as the predicted change in this share (which is determined by the elasticity of substitution). Unless the change in this share is unrealistically large (which would happen for an extremely low elasticity), the GNI loss remains small.

5. Given the uncertainty surrounding elasticities of substitution as well as the structure of production, we use our simple and transparent model to consider some potential worst-case scenarios for extremely low elasticities. We argue that economic losses from a -10% energy shock could be up to 1.5% of German GNE or €600 per year per German citizen, i.e. an order of magnitude higher than the 0.2-0.3% or €80-120 implied by the Baqaee-Farhi model.

6. When the elasticity of substitution is not just low but exactly zero (Leontief production) the economic losses can be even larger. But this case is (a) inconsistent with empirical evidence and (b) makes a number of nonsensical predictions.

7. Rather than aggregating gas, oil and coal into an aggregate " brown energy" input, we treat gas as a separate input that cannot be substituted with oil and coal. We additionally assume German households do not substitute gas at all so that the shock falls entirely on firms and is up to -30%. With an elasticity of substitution between gas and other inputs considerably below estimates in the literature of 0.1, this scenario results in GNE losses of 2.3% or €912 per year per German citizen.

8. We discuss a number of mechanisms that are outside of our model and that could potentially further amplify economic losses (depending on the policy response).

A.1 Using simple economic theory to identify key parameters determining the macroeconomic effects

We now use simple economic theory to isolate two of the key determinants of the macroeconomic effects of cutting energy imports from Russia. These are (i) the importance of Russian imports of gas, oil and coal ("brown" energy) in production and (ii) the elasticity of substitution between these energy sources and other inputs (e.g. "green" energy).

We start by considering an extremely simple and purposely stylized setup. In this setup we assume that Germany consumes a good Y which is produced using "brown" energy (gas, oil, and coal, i.e. the energy sources imports from Russia) denoted by E as well as other inputs X (like labor and capital) according to an aggregate production function

$$Y = F(E, X)$$

[2] German GNE is €3,175 billion (see World Bank, 2022 https://data.worldbank.org/indicator/NE.DAB.TOTL.CN?locations=DE) and Germany has a population of 83 million implying a per-capita GNE of €40,000. It then follows that 0.2-0.3% of GNE are €80-120.

The goal is to assess the effect of a drop in energy supply E on Y and to identify what features of the production function F are important for determining the size of this effect.[3] To this end, it is useful to specialize the production function further to a constant-elasticity of substitution (CES) production function

$$Y = \left(\alpha^{\frac{1}{\sigma}} E^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} + (1-\alpha)^{\frac{1}{\sigma}} X^{\frac{\sigma-1}{\sigma}}\right)^{\frac{\sigma}{\sigma-1}}, \tag{1}$$

where $\alpha > 0$ parameterizes the importance of brown energy in production and $\sigma \in [0, \infty)$ is the elasticity of substitution between brown energy and other inputs. The setup is, of course, extremely simplistic in that it only features two factors of production and no input-output linkages. However, Lemma 1 in Appendix A.4 shows that such an analysis can be a good approximation even in a much richer environment like the Baqaee-Farhi model.

The following special cases show that, depending on the value of σ, the macroeconomic effects of a decrease in energy supply E could be extremely different. The examples are complemented by Figure 1 which plots production Y as a function of energy E for different values of the elasticity σ for a simple calibration of the parameter α described in Appendix A.8.[4]

1. $\sigma = 1$, i.e. Cobb-Douglas production $Y = E^{\alpha} X^{1-\alpha}$ so that

$$\Delta \log Y = \alpha \times \Delta \log E \tag{2}$$

   Hence production Y declines with energy E but with an elasticity of only α. In our calibration (see Appendix A.8) we choose $\alpha = 0.04$. Therefore, for example, a drop in energy supply of $\Delta \log E = -10\%$ (also a reasonable value, again see Appendix A.8) reduces production by $\Delta \log Y = 0.025 \times 0.1 = 0.004 = 0.4\%$. The solid purple line in Figure 1 provides a graphical illustration and shows that production is quite insensitive to energy E as expected.

2. $\sigma = 0$, i.e. Leontief production $Y = \min\{E/\alpha, X/(1-\alpha)\}$. Starting from an initial optimum, a reduction in E implies that $Y = E/\alpha$ and hence

$$\log Y = \Delta \log E \tag{3}$$

   Therefore, if the elasticity of substitution is exactly zero, production Y drops one-for-one with energy supply E. This is illustrated by the dashed blue line in Figure 1 which plots production Y as a function of energy E for the Leontief case. For example, a drop in energy supply of $\Delta \log E = -10\%$ implies a drop in production of $\Delta \log Y = -10\%$. Intuitively, the Leontief assumption means that energy is an extreme bottleneck in production: when energy supply falls by 10%, the same fraction 10% of the other factors

[3]In our application Y is really domestic absorption and not output (GDP). This is because energy E is an imported good and so GDP has to net imports. We ignore this distinction in the current appendix but are more careful when discussing our quantitative open-economy model in Section A.4.

[4]The code for producing the figure as well as Figures 2 and 3 below is available at `https://benjaminmoll.com/elasticity/`.

of production X lose all their value (their marginal product drops to zero) and hence production Y falls by 10%.

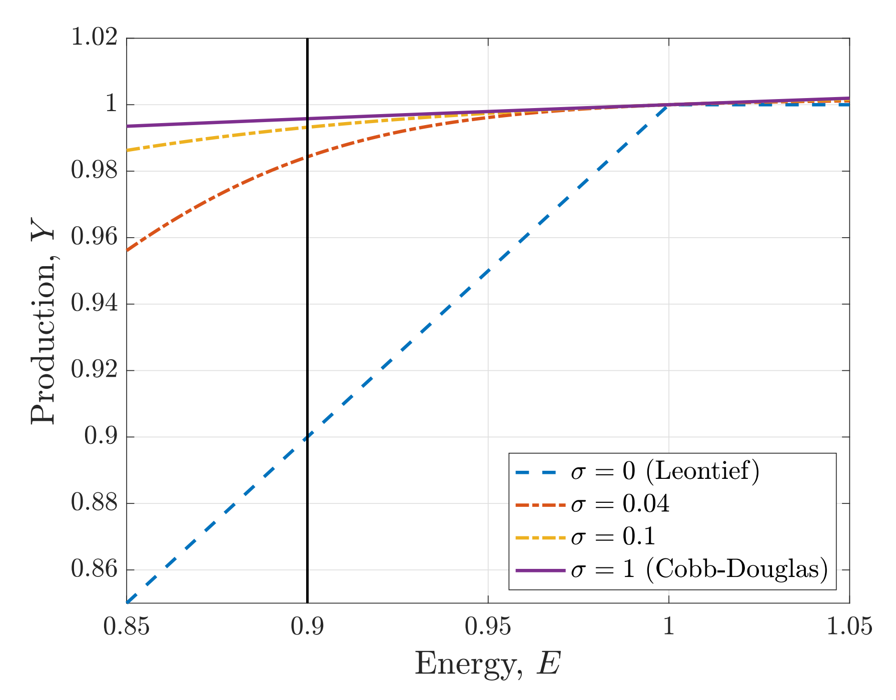


Figure 1: Output losses following a fall in energy supply for different elasticities of substitution

Outside of the simple Cobb-Douglas and Leontief cases laid out above, the dependence of production Y on energy E is more complicated. However, one can derive a simple second-order approximation to (1)

$$\Delta \log Y \approx \alpha \times \Delta \log E + \frac{1}{2}\left(1 - \frac{1}{\sigma}\right)\alpha(1-\alpha) \times (\Delta \log E)^2 \tag{4}$$

This approximation illustrates in a transparent fashion the importance of the elasticity of substitution σ. When $\sigma = 1$ we recover the Cobb-Douglas special case in (2). However, the formula also shows that with $\sigma < 1$ the losses can be considerably larger (the second term is negative and more so the lower is σ).

One can also simply plot the production function for different values of σ. To this end, consider the red and yellow dash-dotted lines in Figure 1 which plots the cases $\sigma = 0.04$ and $\sigma = 0.1$. Unsurprisingly, the two cases lie in between the cases $\sigma = 0$ and $\sigma = 1$. Somewhat more interestingly, even though both of these two elasticities $\sigma = 0.04$ and $\sigma = 0.1$ are numerically close to zero, the figure reveals that the implications for the dependence of production on energy are potentially quite different from the Leontief case with $\sigma = 0$: even the case $\sigma = 0.04$ lies considerably closer to the Cobb-Douglas case $\sigma = 1$ than the Leontief case $\sigma = 0$. We will return to this point in Appendix A.5 below.

Besides showcasing the importance of the elasticity of substitution, these examples show that (outside of the extreme cases of zero or infinite substitutability) the parameter α also plays a key role for determining the size of economic losses (see the Cobb-Douglas special case (2)). In richer multi-sector models like that of Appendix A.4 there is also another important de-

terminant of macroeconomic losses, namely whether factors of production are stuck in their sectors or can reallocate across sectors. In such models, a low elasticity can be compensated for if resources can be reallocated to maintain production in the critical sector. However, in the short-run, factors are likely relatively immobile and we therefore focus on that case.

For future reference, we also provide another version of the approximation (4). In particular, one can show that the expenditure share of energy $\frac{p_E E}{PY}$ (see Appendix A.8 for the definition) satisfies $\Delta\left(\frac{p_E E}{PY}\right) \approx \left(1-\frac{1}{\sigma}\right)\alpha(1-\alpha)\Delta\log E$.[5] Therefore, we can write (4) as

$$\Delta \log Y \approx \frac{p_E E}{PY} \times \Delta \log E + \frac{1}{2} \times \Delta\left(\frac{p_E E}{PY}\right) \times \Delta \log E. \tag{5}$$

This formula says that the change in the energy expenditure share is informative about the elasticity of substitution σ and hence in turn the output losses from a negative energy shock. An advantage of this formula over (4) is that it is likely easier to decide on what is a reasonable change in the expenditure share than what is a reasonable elasticity of substitution. This is a point we will return to in appendix A.5 below.

These examples show that, even in an extremely simple model like the one above, depending on the value of the elasticity of substitution σ, economic losses of an embargo on Russian energy imports can be very small or large. One main implication of this result is that any macroeconomic analysis of the size of these effects is necessarily subject to a large degree of uncertainty. The reason is that the relevant elasticities of substitution are very hard to discipline empirically, especially for large changes in the economy's input mix of the type we are concerned with.

A.2 Time-dependence of the elasticity of substitution.

A classic result in economic theory is that elasticities tend to be larger in the long run than the short run. This result also applies to elasticities of substitution. Intuitively, in the very short run, production processes can be quite inflexible, i.e. the elasticity of substitution is low; however, over time, production processes can at least partially adapt to the different environment without Russian energy imports, i.e. the elasticity of substitution increases over time. This idea immediately implies that the size of economic losses depends crucially on the time frame over which adjustments take place, with economic losses likely being smaller in the medium- and long-run.

As already noted, another determinant of economic losses is how easy it is to reallocate resources across sectors. This likely also differs between the short- and long run. Thus, even if structural (micro) elasticities of substitution do not depend on time horizon, more macro elasticities can depend on the time horizon (because the long-run macro elasticities also capture reallocation across sectors).

[5]For example in the Cobb-Douglas case $\sigma = 1$, $\frac{p_E E}{PY} = \alpha$ and so $\Delta\left(\frac{p_E E}{PY}\right) = 0$.

A.3 Empirical evidence on elasticities of substitution

In this section, we provide a summary of existing estimates on price elasticities for energy demand. Below, we also explain how to relate them to the elasticity of substitution between inputs that is the parameter of interest for our analysis.

Labandeira et al. (2017) provide a comprehensive overview of the existing estimates in their meta-analysis of existing elasticity estimates for energy demand with a sample of estimates starting in the 1970s. Their analysis distinguishes carefully between short-run and long-run elasticity estimates where they consider short-run all demand changes within one year and otherwise as long run. In total, their sample contains 966 short-run elasticity estimates and 1010 long-run elasticity estimates and they report an average short-run elasticity of -0.236 and a long-run elasticity of -0.596. After dropping outliers the respective mean (median) elasticities are -0.186 (-0.140) and -0.524 (-0.429). Hence, the long-run elasticity is about three times larger than the short-run elasticity. Their meta-analysis controls then for characteristics of the respective study from which the elasticity estimate is taken. For the 230 studies that consider only natural gas and controlling for the characteristics of the studies, Labandeira et al. (2017) find an average short-run elasticity for natural gas of -0.18 and a long-run elasticity of -0.684. For heating oil, the average short- and long-run estimates across the 44 studies are -0.017 and -0.185, respectively. For the 376 studies that consider energy in general, the estimates are similar with a short-run elasticity of -0.221 and a long-run elasticity of -0.584. They also report differences between industrial consumers and residential consumers but the differences between consumer groups are within 10% of the average estimates.[6]

The paper by Auffhammer and Rubin (2018) provides cleanly identified residential household demand elasticities for natural gas. They find find price elasticities between -0.17 and -0.2 in line with the estimates for short-run demand elasticities in Labandeira et al. (2017). Notably price elasticities have a strong seasonal component. During the summer, Auffhammer and Rubin (2018) find households to be inelastic to price changes whereas elasticities are high during the winter. These seasonal differences can be important for policy if policy wants to induce households to invest in substitution technologies during the summer. Although it could be that high demand elasticities during the winter could result from households expectations of high elasticties during the winter months.

The analysis in Steinbuks (2012) focuses on energy demand elasticities in manufacturing. The study is particularly interesting as it considers in great detail also different production processes in the manufacturing production process such as heating, cooling, or electricity generation. When looking at all processes, the estimated short-run own-price demand elasticity for natural gas is -0.16 and -0.24 in the long-run. For heating processes, the estimated elasticities are more than three times larger in absolute value. The estimates for all processes align with the average short-run estimates in Labandeira et al. (2017).

Overall, we find a range of estimates for own-price short-run elasticities of gas and energy

[6] They also survey the older literature on energy demand elasticities. Short-run demand elasticities in the older literature for natural gas and oil vary over similar ranges as the results reported in (see Table 1 in Labandeira et al. (2017)).

demand that are mainly in the range from -0.15 and -0.25.

To see how the estimated own-price elasticities relate to the elasticity of substitution between inputs denote the price of energy by p_E and that of other inputs by p_X it is easy to show that the CES production function (1) implies the following demand curve

$$\frac{E}{X} = \frac{\alpha}{1-\alpha}\left(\frac{p_E}{p_X}\right)^{-\sigma}$$

Assuming that X and p_X are constant, the elasticity of substitution σ is therefore also the own-price elasticity of demand of the energy input. For example, Leontief production $\sigma = 0$ would imply a perfectly inelastic demand curve. Given this result, we can map evidence on this own-price elasticity directly into the elasticity of substitution σ.

A.4 Baqaee-Farhi (2021) Multi-Sector Open-Economy Model

A.4.1 Brief description of the model

We briefly describe the main features of the computational model of Baqaee and Farhi (2021). For a more detailed description see their paper and in particular Section 8 and Appendix K. The Baqaee-Farhi model is a state-of-the-art multi-sector model with rich input-output linkages and in which energy is a critical input in production. It features 40 countries as well as a "rest-of-the-world" composite country, and 30 sectors with interlinkages that are disciplined with empirical input-output matrices. The model features a nested CES structure. Besides the input-output matrices, the key parameters of the model are the elasticities σ, θ, γ and ε

- σ is the elasticity of substitution across consumption sectors (30 sectors)
- θ is the elasticity of substitution across value-added and intermediate inputs
- γ is the elasticity of substitution across primary factors
- ε is the elasticity of substitution across intermediate input sectors

In addition to the parameterizations used in Baqaee and Farhi (2021), we also experiment with lower values for these elasticities so as to be conservative.

A.4.2 Which metric for macroeconomic losses? GNE vs GDP

We follow Baqaee and Farhi (2021) and focus on Gross National Expenditure (GNE) or domestic absorption as our main metric for judging macroeconomic damage to the German domestic economy. The main reason is that in many macroeconomic and trade models including the Baqaee-Farhi model, GNE has a welfare interpretation; in contrast, GDP does not. We also note that in the Baqaee-Farhi model, nominal GNE is equivalent to nominal Gross National Income (GNI) so our numbers can also be interpreted as GNI losses.

A.4.3 Theoretical results and back-of-the-envelope calculations

The following theoretical results show which model features and predictions are most informative about the size of GNE losses. These are: (i) the share of brown energy imports (gas, oil and coal) in German GNE, and (ii) by how much this share rises following an embargo of Russian imports. The data show that this share is small at about 2.5% of GNE and the model simulations in the next section imply that, while this share rises considerably, it does not rise by an unreasonably large amount. This will imply that the GNE losses of an embargo on Russian energy are small. These results are new and are not featured in Baqaee and Farhi (2021).

Notation: Let W be real GNE, b_i be the share of good i in GNE, and c_i be quantity of good i in GNE. Let x_{ij} be purchases by i of good j. Let y_i be gross production of good i. Let x_i^X be exports of good i. Let D be the set of domestic producers.

Lemma 1. *To first order*

$$\Delta \log W = \sum_{j \notin D} \frac{p_j m_j}{GNE} \Delta \log m_j - \sum_{i \in D} \frac{p_i x_i^X}{GNE} \Delta \log x_i^X \quad \textit{where} \quad m_j = \left(\sum_{i \in D} x_{ij} + c_j \right) \textit{ for } j \notin D.$$

Hence the change in domestic real GNE is the change in imports minus the change in exports. Additionally assuming that real GNE is homothetic, we can go one step further and obtain a second-order approximation:

$$\begin{aligned} \Delta \log W = & \sum_{j \notin D} \frac{p_j m_j}{GNE} \Delta \log m_j - \sum_{i \in D} \frac{p_i x_i^X}{GNE} \Delta \log x_i^X \\ & + \frac{1}{2} \left[\sum_{j \notin D} \Delta \frac{p_j m_j}{GNE} \Delta \log m_j - \sum_{i \in D} \Delta \frac{p_i x_i^X}{GNE} \Delta \log x_i^X \right]. \end{aligned} \tag{6}$$

As we will explain in more detail below, equation (6) in Lemma 1 is the natural generalization of the approximation (5) for the simple model in appendix A.1. A surprising implication of Lemma 1 is that one can approximately ignore the economy's input-output structure: the economy's input-output matrix does not make an appearance in the equations. Instead, the economy as a whole "behaves like one large representative producer."

Application of Lemma 1 to cutting imports from Russia. Denote energy imports by m_E and their price by p_E. Assume that the only import which falls is energy, i.e. $\Delta \log m_j = 0$ for all $j \neq E$. Also assume that other exports are not affected $\Delta \log x_i^X = 0$.[7] Then the first-order approximation is $\Delta \log W \approx \frac{p_E m_E}{GNE} \Delta \log m_E$ and the second-order approximation is

$$\Delta \log W \approx \frac{p_E m_E}{GNE} \Delta \log m_E + \frac{1}{2} \Delta \frac{p_E m_E}{GNE} \Delta \log m_E. \tag{7}$$

[7] Alternatively, we could assume that $\Delta \log x_i^X = 0$ in which case we have an upper bound on GNE losses: $\Delta \log W \leq \frac{p_E m_E}{GNE} \Delta \log m_E$.

Note that the approximation (7) takes exactly the same form as the approximation (5) for the simple model in appendix A.1. The differences are that (i) it holds in a much richer open-economy model with a complex production network, (ii) it features the share of energy *imports* in GNE rather than total energy purchases (because the model is an open-economy model). The intuition for the second-order term is also the same: the change in the GNE share of energy imports $\Delta \frac{p_E m_E}{GNE}$ summarizes in a succinct fashion the substitutability implied by model choices about elasticities, the input-output structure, and so on.

We now conduct some simple back-of-the-envelope calculations to gauge the GNE losses of cutting imports from Russia. Total German imports of gas, oil and coal as a fraction of GNE were around 2.5%.[8]

Consider first an extreme case in which all energy imports from Russia are cut (all of gas, oil and coal) and Germany cannot substitute any of it (in contrast in the main text we argued that it should be possible to substitute oil and coal). As explained in the main text this accounts for roughly 30% of German energy imports, i.e. $\Delta \log m_E = -30\%$. The second-order approximation also requires a prediction for the change in the energy share of GNE following the embargo $\Delta \frac{p_E m_E}{GNE}$.[9] An extreme scenario would be that this share triples from 2.5% to 7.5%, i.e. $\Delta \frac{p_E m_E}{GNE} = 5\%$. Then

$$\Delta \log W \approx 2.5\% \times -30\% + \frac{1}{2} \times 5\% \times -30\% = -0.75\% - 0.75\% = -1.5\%$$

Thus, even in the case of an extreme scenario of cutting all Russian energy imports and not being able to substitute for any of them and an extreme tripling in the share of energy imports (which reflects a very low elasticity of substitution), the GNE loss would only be 1.5%.

Next consider a case in which Germany manages to substitute for Russian oil and coal but not gas, the main scenario we argued for in Section 1 of the main text. This corresponds to a reduction in energy imports of $\Delta \log m_E = -17\%$.[10] Now assume that the GNE share of energy imports doubles from 2.5% to 5% so that $\Delta \frac{p_E m_E}{GNE} = 2.5\%$. Then

$$\Delta \log W \approx 2.5\% \times -17\% + \frac{1}{2} \times 2.5\% \times -17\% = -0.42\% - 0.21\% = -0.63\%$$

Thus, even in a scenario where substitutability is so low that the GNE share of energy imports doubles, GNE losses are relatively modest at 0.63%. This number is of the same order of magnitude as the computational results in Table 1 below.

[8] German GNE is €3,175 billion (see World Bank, 2022 https://data.worldbank.org/indicator/NE.DAB.TOTL.CN?locations=DE) and total German imports of gas, oil and coal are roughly 80 bn in 2021 (see https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/einfuhr-ausfuhr-gueterabteilungen.html;jsessionid=7345586EA38C7821B58F6C63E9DAC7A2.live731)

[9] In contrast, the first-order approximation requires only the initial GNE share, i.e. $\Delta \log W \approx 2.5\% \times -30\% = -0.75\%$. But as we will see, second-order terms can be large.

[10] As we explained in the main text, in this scenario, German energy consumption falls by 10%. Germany imports roughly 60% of its energy so that the reduction in energy imports is $10\%/60\% = 17\%$.

A.4.4 Computational Experiment

In all our computational experiments, we make choices that are designed to deliberately make the economic losses to Germany as large as possible.

We run the following experiment: the EU raises trade barriers against all imports from Russia (including energy) that are high enough to choke off of all imports from Russia into the EU. The experiment is therefore more extreme than the one we consider in the rest of the paper for two reasons: first, all imports from Russia are choked off; second, the entire EU implements these trade barriers and not just Germany. The trade barriers take the form of iceberg costs rather than tariffs (tariffs would generate revenues). We also assume that each country has sector-specific factor endowment that cannot move across sectors, thereby capturing that sectoral reallocation is difficult in the short run. These rigid factor markets mean for example that energy is produced with strong decreasing returns to scale. As already noted these modeling choices make the numbers as big as possible.

Table 1: German GNE losses predicted by Baqaee-Farhi multi-sector model

	Parameterization 1 (as in Baqaee-Farhi paper)	**Parameterization 2 (low elasticities)**	**Parameterization 3 (very low elasticities)**
		A. Parameter Values	
θ	0.5	0.1	0.05
ε	0.2	0.2	0.05
		B. German GNE Loss	
DEU	0.19%	0.22%	0.26%

We now turn to the parameterization of the elasticities σ, θ, γ and ε we already discussed in appendix A.4.1. The elasticities σ and γ are less relevant for the question at hand and so we follow the baseline parameterization of Baqaee and Farhi (2021), setting them to $\sigma = 0.9$ and $\gamma = 0.5$. In contrast, the elasticities θ and ε are extremely important. We therefore present computational results for three different parameterizations that differ according to the values we choose for θ and ε. Table 1, panel A summarizes the parameter choices. Parameterization 1 is the same as Baqaee and Farhi (2021). Parameterizations 2 and 3 purposely pick lower elasticities, again in the spirit of being as conservative as possible.

Table 1, panel B states the main computational results, namely the losses of German GNE predicted by the model. With the Baqaee-Farhi baseline paramterization the GNE loss is 0.19%; with the lower elasticities in parameterization 2 this number increases to 0.22%; with the even lower elasticities in parameterization 3 GNE losses rise to 0.26%. In summary, even for very low elasticities of substitution (as in parameterizations 2 and 3), the Baqaee-Farhi multi-sector model predicts modest losses of around 0.2-0.3% of German Gross National Expenditure (GNE) or around €80-120 per year per German citizen.

A.5 Extreme scenarios with low elasticities of substitution and why Leontief production at the macro level is nonsensical

As discussed in section A.4, our simulations using the Baqaee-Farhi multi-sector model imply that, even for low values of elasticities of substitution, German GNE losses from an embargo of Russian energy imports would likely be modest and around 0.2-0.3%.

However, we have also seen in Section A.1 that *in principle* these losses can be much larger: if the elasticity of substitution σ between brown energy and other inputs is literally zero (Leontief) then production falls one-for-one with energy supply. We here examine some other predictions of this simple model and use them to gauge what values of elasticities should be considered reasonable.

Our main takeaways are:

1. The strict Leontief case makes nonsensical predictions with regard to the evolution of marginal products, prices and expenditure shares.

2. Models with elasticities very close to zero make similarly nonsensical predictions.

3. For a calibrated version of the simple model in Section A.1, a reasonable worst-case scenario may be the case $\sigma = 0.04$, i.e. values of σ below 0.04 are nonsensical. An elasticity of 0.04 is also very conservative compared to the empirical evidence in appendix A.3.

4. In this extreme case with $\sigma = 0.04$, the simple model predicts output losses following a -10% energy supply shock of 1.5%.

A.5.1 Leontief production $\sigma = 0$ makes nonsensical predictions

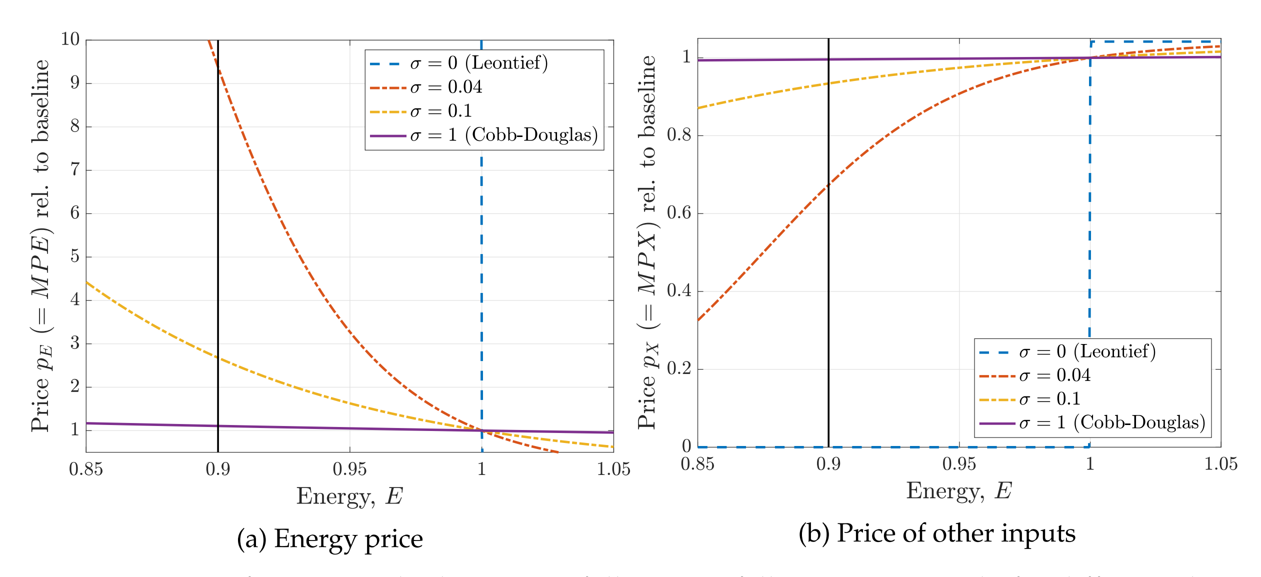
The blue dashed line in Figure 1 showed that output falls one-for-one with energy supply in the Leontief case. The blue dashed lines in Figures 2 and 3 plot additional implications of falling energy supply with Leontief production. Figure 2 shows that the marginal product of energy $\partial F(E, X)/\partial E$ jumps to $1/\alpha$ while the marginal product of other factors $\partial F(E, X)/\partial X$ falls to zero. If factors markets are competitive so that factor prices equal marginal products, this then implies that similarly the price of energy jumps to $1/\alpha$ and the prices of other factors fall to zero. Figure 3 shows that this then also implies that the expenditure share on energy jumps to 100% whereas the expenditure share on other factors falls to 0%. We consider these predictions to be economically nonsensical.

A.5.2 What values of σ are still reasonable?

This raises the question: what values of elasticities of substitution are still reasonable? To this end, Figures 2 and 3 plot the behavior of marginal products/prices and the expenditure share for two different values of σ that are close to zero. An elasticity of $\sigma = 0.1$ (yellow dashed line) implies that, following a negative energy supply shock of 10%, the marginal product of energy and hence its price rise by a factor of 2.6, the marginal product/price of other factors falls by

roughly 7%, and the expenditure share of energy rises from 4% to 9%. While these numbers are large, they do not seem unreasonable.

Next, an elasticity of $\sigma = 0.04$ (red dashed line) implies that the marginal product of energy and hence its price rise by a factor of almost 10, the marginal product/price of other factors falls by more than 30%, and the expenditure share of energy rises from 4% to 26%, an increase by a factor of 6.5. We consider these huge price and expenditure share movements "borderline reasonable". We therefore conclude that, for a calibrated version of the simple model in Section A.1, a reasonable worst-case scenario may be the case $\sigma = 0.04$: lower values of σ yield nonsensical results.



(a) Energy price

(b) Price of other inputs

Figure 2: Price of energy and other inputs following a fall in energy supply for different elasticities of substitution

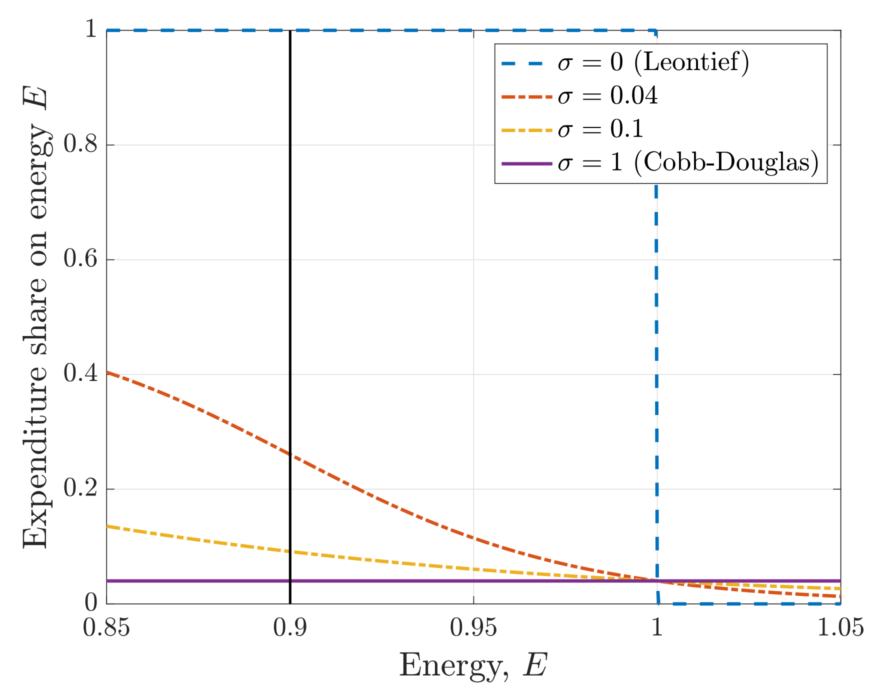


Figure 3: Expenditure share on energy following a fall in energy supply for different elasticities of substitution

A.5.3 Economic losses in this worst-case scenario

Figure 1 plots the output loss for this worst-case scenario with $\sigma = 0.04$. For the calibrated energy supply shock of 10% (see Appendix A.8), the implied output loss is 1.5%. While Lemma 1 showed that, to first and second order, input-output linkages only amplify GNE losses to the extent that they show up in changes in the GNE share of energy imports, these may in principle be important in a fully non-linear analysis. Purely in the spirit of being conservative, we therefore postulate a worst-case scenario that doubles the number without input-output linkages from 1.5% to 3% or €1,200 per year per German citizen. This number is an order of magnitude higher than the 0.2-0.3% or €80-120 implied by the Baqaee-Farhi model. We should emphasize that this is an extreme scenario and we consider economic losses as predicted by the Baqaee-Farhi model to be the more likely outcome.

A.6 Gas as a separate input that cannot be substituted with oil and coal

A.6.1 No gas substitution by households so that shock falls entirely on firms

Russia's import share in German gas consumption stood at 55% in 2020, but has declined in recent months. We make cautious assumptions with respect to the potential for increases in supply via LNG in the short run. We assume that capacity increase is limited to 5% over the next year, meaning that the German economy would have to cope with a shortfall of 50% of gas deliveries. Looking at gas consumption, there is consensus that gas that is currently used for electricity generation can be saved by switching to lignite or hard coal. The resulting savings of gas currently used for electricity generation free up close to 20% of total German gas consumption. Households, industry, services will have to cope with a reduction in aggregate gas supply of 30%. Households account for about one third of total gas consumption and services for 15%. Industrial use accounts for 36% of the total, of which 11% are used as a direct input into chemical production and can likely not be substituted at all. The bulk of industrial gas use is for heat and cold applications. The potential for substitution is difficult to estimate, but likely substantially higher than for direct production usage. Existing studies for the UK manufacturing industry point to considerable short-run substitutions possibilities in heat generation of up to 0.5 (Steinbuks 2012). In the main scenario studied, we assume that a reduction of gas deliveries of 30% or about 8% of total German energy consumption will result from a Russian energy embargo. This will have to be borne by domestic industry, households, and services. To build-in a dose of caution, for our simplified model we will assume a low elasticity of substitution of 0.1 in these sectors. This is substantially lower than the observed elasticities in the literature. We do so to account for potential rigidities of adjustment of the household sector related to the so-called "Kaskadenmodell". We use an elasticity of $\sigma = 0.1$ which lies considerably below the range estimated in the literature (e.g. Steinbuks, 2010, estimates an elasticity of 0.16 to 0.5)

A.7 Mechanisms outside the model and worst-case scenario

A.7.1 Keynesian Demand Effects

It is important to stress that the model we use is a real model with no further business cycle amplification. In other words, it calculates the economic response based on the assumption that monetary and fiscal policy can undo further effects from nominal rigidities. On the monetary side, a firm commitment to stable prices can soften the potential trade off between stabilising output and inflation. If one views the energy price shocks as akin to a productivity shock, then this would require the central bank to raise interest rates in order to stabilise inflation. Through dampening economic activity somewhat, this would also alleviate further the direct energy supply problem. Given that the shock also has the potential to increase the profit share of foreign energy importers, the shock has some elements of a shock to markups, which are more difficult to deal with for the central bank as they raise a conflict between stabilising output and inflation. At the same time, fiscal policy needs and can, through insurance mechanisms like e.g. short term work, take care of second-round demand effects. With appropriately calibrated demand-side stabilization policies, it should in principle be possible to avoid additional costs

A.8 Calibration of Simple CES Production Function in Appendix A.1

Energy supply shock. We map a stop of Russian energy imports into a negative 10% energy supply shock. The reasoning was explained in Section 1: Imports of oil and coal from Russia can be substituted at world market prices by imports from other countries, leaving a residual of 15% of German energy consumption depending directly on Russian gas. 5% of these 15% can likely be substituted but this leaves shortfall of about 10% of energy consumption.

Calibration of α. We choose the parameter α in the CES production function (1) so as to match the share of consumption of gas, oil and coal in German GNE which is given by about 4%.[11] The calibration proceeds as follows. Importantly, our calibration strategy ensures that the model fits the share of energy imports in German GNE for any value of the elasticity substitution σ, i.e. we can vary σ while always matching this import share by construction.

Cost minimization of (1) implies the following optimal factor demands

$$E = \frac{\alpha p_E^{-\sigma}}{\alpha p_E^{1-\sigma} + (1-\alpha) p_X^{1-\sigma}} PY, \qquad X = \frac{(1-\alpha) p_X^{-\sigma}}{\alpha p_E^{1-\sigma} + (1-\alpha) p_X^{1-\sigma}} PY \tag{8}$$

where p_E is the price of energy, p_X is the price of the other input and $P = \left(\alpha p_E^{1-\sigma} + (1-\alpha) p_X^{1-\sigma}\right)^{\frac{1}{1-\sigma}}$ is a price index. Therefore expenditure shares are

$$\frac{p_E E}{PY} = \frac{\alpha p_E^{1-\sigma}}{\alpha p_E^{1-\sigma} + (1-\alpha) p_X^{1-\sigma}}, \qquad \frac{p_X X}{PY} = \frac{(1-\alpha) p_X^{1-\sigma}}{\alpha p_E^{1-\sigma} + (1-\alpha) p_X^{1-\sigma}}$$

In the simulations below we normalize $p_E = p_X = 1$. This implies

$$\frac{p_E E}{PY} = \alpha, \qquad \frac{p_X X}{PY} = 1 - \alpha.$$

To match the GNE share of energy imports of 4% we then set $\alpha = 0.04$. In particular note that the CES specification in (1) together with this calibration strategy implies that the model fits the share of energy imports in German GNE for any value of the elasticity substitution σ.

[11] As discussed in Table 1 in the main text, Germany imports about 60% of its gas, oil and coal. Total and total German imports of gas, oil and coal are roughly €80 bn in 2021 (see https://www.destatis.de/DE/Themen/Wirtschaft/Aussenhandel/Tabellen/einfuhr-ausfuhr-gueterabteilungen.html;jsessionid=7345586EA38C7821B58F6C63E9DAC7A2.live731) implying that total German consumption of gas, oil and coal was €80 bn / 60% = €133 bn. German GNE is €3,175 billion (see World Bank, 2022 https://data.worldbank.org/indicator/NE.DAB.TOTL.CN?locations=DE) so that German consumption of gas, oil and coal is roughly 4% of GNE.

A.9 Proof of Lemma 1

Using the notation of Baqaee and Farhi (2021) and appendix A.4 we have

$$d\log W = \sum_i b_i d\log c_i, \qquad y_i = c_i + \sum_{j\in D} x_{ji} + x_i^E$$

$$d\log c_i = \frac{p_i y_i}{p_i c_i} d\log y_i - \sum_j \frac{p_i x_{ji}}{p_i c_i} d\log x_{ji} - \frac{p_i x_i^X}{p_i c_i} d\log x_i^X, \qquad d\log y_i = \sum_{j\in D} \frac{p_j x_{ij}}{p_i y_i} d\log x_{ij} + \sum_{j\notin D} \frac{p_j x_{ij}}{p_i y_i} d\log x_{ij}$$

Then

$$\begin{aligned}
d\log W &= \sum_{i\in D} \frac{p_i c_i}{GNE}\left[\frac{p_i y_i}{p_i c_i} d\log y_i - \sum_{j\in D} \frac{p_i x_{ji}}{p_i c_i} d\log x_{ji} - \frac{p_i x_i^X}{p_i c_i} d\log x_i^X\right] + \sum_{i\notin D} \frac{p_i c_i}{GNE} d\log c_i \\
&= \sum_i \left[\frac{p_i y_i}{GNE} d\log y_i - \sum_{j\in D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_i x_{ji}}{p_i y_i} d\log x_{ji} - \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_i x_i^X}{p_i y_i} d\log x_i^X\right] + \sum_{i\notin D} \frac{p_i c_i}{GNE} d\log c_i \\
&= \left[\sum_{i\in D}\sum_{j\in D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_j x_{ij}}{p_i y_i} d\log x_{ij} + \sum_{i\in D}\sum_{j\notin D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_j x_{ij}}{p_i y_i} d\log x_{ij}\right] \\
&\quad - \sum_{i\in D}\sum_{j\in D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_i x_{ji}}{p_i y_i} d\log x_{ji} - \sum_{i\in D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_i x_i^X}{p_i y_i} d\log x_i^X + \sum_{i\notin D} \frac{p_i c_i}{GNE} d\log c_i \\
&= \sum_{i\in D}\sum_{j\notin D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_j x_{ji}}{p_i y_i} d\log x_{ij} - \sum_{i\in D} \frac{p_i y_i}{GNE}\frac{p_i x_i^X}{p_i y_i} d\log x_i^X + \sum_{i\notin D} \frac{p_i c_i}{GNE} d\log c_i \\
&= \sum_{j\notin D} \frac{p_j}{GNE} d\left(\sum_{i\in D} x_{ij}\right) - \sum_{i\in D} \frac{p_i x_i^X}{GNE} d\log x_i^X + \sum_{i\notin D} \frac{p_i c_i}{GNE} d\log c_i \\
&= \sum_{j\notin D} \frac{p_j}{GNE} d\left(\sum_{i\in D} x_{ij} + c_j\right) - \sum_{i\in D} \frac{p_i x_i^X}{GNE} d\log x_i^X. \\
&= \sum_{j\notin D} \frac{p_j m_j}{GNE} d\log m_j - \sum_{i\in D} \frac{p_i x_i^X}{GNE} d\log x_i^X \quad \text{where} \quad m_j = \left(\sum_{i\in D} x_{ij} + c_j\right) \text{ for } j\notin D. \square
\end{aligned}$$

References

Auffhammer, Maximilian and Edward Rubin, "Natural gas price elasticities and optimal cost recovery under consumer heterogeneity: Evidence from 300 million natural gas bills," Technical Report, National Bureau of Economic Research 2018.

Labandeira, Xavier, Jose M. Labeaga, and Xiral Lopez-Otero, "A meta-analysis on the price elasticity of energy demand," *Energy Policy*, 2017, *102*, 549–568.

Steinbuks, Jevgenijs, "Interfuel substitution and energy use in the UK manufacturing sector," *The Energy Journal*, 2012, *33* (1).